



И. Т. ИШМУХАМЕТОВ, С. Л. ИСАЕВ,
М. В. ЛУРЬЕ, С. П. МАКАРОВ

**ТРУБОПРОВОДНЫЙ
ТРАНСПОРТ
НЕФТЕПРОДУКТОВ**

Ildus Ishmuhametov, Stanislav Isaev,
Mikhail Lourie, Sergei Makarov

PIPELINE TRANSPORTATION OF REFINED OIL PRODUCTS

BATCH PIPELINE TECHNOLOGY

Theoretical and Practical Text-book
(General Editor - professor Mikhail LOURIE)

Chapter 1 : Characteristics of Refined Oil Products
Chapter 2 : Batch Pipeline Technology
Chapter 3 : Theoretical Basics of the Interface Mixing
Chapter 4 : Hydraulics of the Batch Pipeline Systems
Chapter 5 : Optimization of the Batch Pipeline System Parameters
Chapter 6 : Software for Design and for Operation

Oil & Gas, Publishing Co, Moscow, Russia
Address : Leninskyi prosp. 65, Moscow, GSP-1, 117917, Russia
Tel/fax: +7 (095) 930-9254. E-mail: lurie@gaog.unicor.ac.ru

Copyright © 1999 Joint-Stock Co «Transneftproduct». All rights reserved.
No part of this publication may be reproduced, stored in a retrieval system,
or transmitted in any form or by any means, electronic, mechanical, photocopying,
recording or otherwise, without the prior permission of the publisher.

И. Т. Ишмухаметов, С. Л. Исаев,
М. В. Лурье, С. П. Макаров

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Учебно-практическое пособие по вопросам теории и расчета

Под общей редакцией проф. М. В. Лурье

Издательство «Нефть и газ»
Москва 1999

УДК [655.1:622.692.4.052]. 519.865
С 11

С 11 Трубопроводный транспорт нефтепродуктов / И.Т.Ишмухаметов, С.Л.Исаев, М.В.Лурье, С.П.Макаров. — М.: Нефть и газ, 1999.—300 с.

ISBN 5—7246—0104—4

В книге, предназначенной работникам акционерной компании «Транснефтепродукт», а также студентам, аспирантам и научным сотрудникам, специализирующимся в области трубопроводного транспорта, представлены теоретические основы одной из интереснейших технологий — последовательной перекачки нефтепродуктов. Заинтересованный читатель найдет в книге ответы на основные вопросы теории перекачки нефтепродуктов, объяснение тех или иных физических явлений, происходящих при транспортировке нефтепродуктов по трубам, модели, методы описания и расчета основных технологических параметров перекачки и т.п. Отличительной особенностью книги является большое количество конкретных примеров расчета и задач с подробным решением и анализом. Содержание книги должно помочь работникам трубопроводного транспорта в их повседневной работе, связанной с принятием ответственных решений при эксплуатации такой сложной инженерной системы, какой является нефтепродуктопроводная сеть России.

ISBN 5—7246—0104—4

© Акционерная компания «Транснефтепродукт», 1999
© Издательство «Нефть и газ», 1999

Содержание

Предисловие	10
Введение	14
Глава 1. ТОВАРНЫЕ НЕФТЕПРОДУКТЫ И ИХ СВОЙСТВА	19
1.1. Автомобильные бензины	20
1.2. Керосины	24
1.3. Дизельные топлива	27
1.4. Физические свойства нефтепродуктов	33
Глава 2. ТЕХНОЛОГИЯ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА СВЕТЛЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ	42
2.1. Сущность последовательной перекачки нефтепродуктов методом прямого контактирования	42
2.2. Основные объекты и узлы системы трубопроводного транспорта нефтепродуктов	44
2.2.1. Головная и промежуточные перекачивающие станции	45
2.2.2. Конечный пункт нефтепродуктопровода	48
2.2.3. Резервуары нефтепродуктопроводов	48
2.2.4. Линейная часть нефтепродуктопроводов	50
2.3. Реализация технологии последовательной перекачки нефтепродуктов	51
Глава 3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА СВЕТЛЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ	55
3.1. Смесеобразование в зоне контактирования последовательно движущихся партий нефтепродуктов	55
3.2. Физические причины смесеобразования	57
3.3. Главный фактор, определяющий интенсивность продольного перемешивания нефтепродуктов	60
3.4. Распределение концентрации нефтепродуктов в смеси	63

3.5. Математическое описание смесеобразования при последовательной перекачке нефтепродуктов	67
3.5.1. Уравнение объемного баланса нефтепродуктов в смеси	69
3.5.2. Интенсивность массообмена в области смеси	71
3.5.3. Дифференциальное уравнение продольного перемешивания в области контактирования нефтепродуктов	75
3.6. Эффективный коэффициент продольного перемешивания	76
3.7. Возникновение и рост смеси в зоне контакта двух нефтепродуктов	78
3.8. Длина и объем области смеси нефтепродуктов	83
3.9. Метод эквивалентных длин	92
3.10. Первичная технологическая смесь	96
3.11. Смесеобразование при остановках последовательной перекачки нефтепродуктов	100
3.11.1. Причины, по которым остановки последовательной перекачки разноплотностных нефтепродуктов особенно опасны	100
3.11.2. Основной фактор, сдерживающий растекание нефтепродуктов	103
3.11.3. Трансформация концентрационного состава смеси при остановках перекачки	104
3.11.4. Расчет смесеобразования при остановках перекачки	107
3.11.5. Мероприятия по уменьшению смесеобразования при остановках перекачки	111
3.11.6. Способ прокладки трубопровода, предотвращающий смесеобразование при остановках перекачки	114
3.12. Интегральное содержание нефтепродуктов в смеси	115
3.13. Перекачка нефтепродуктов с разделительной пробкой из их смеси	118
3.14. Движение маркера в потоке нефтепродукта	122
3.15. Раскладка смеси	126

3.16. Пределно допустимые концентрации одних нефтепродуктов в других	128
3.17. Расчет минимально допустимых объемов партий нефтепродуктов	132
3.18. Расчет годового числа циклов последовательной перекачки нефтепродуктов	136
3.19. Расчет необходимой вместимости резервуарного парка	139
Глава 4. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТЕПРОДУКТОВ	144
4.1. Гидравлическое описание работы участка нефтепродуктопровода при перекачке одного нефтепродукта	145
4.1.1. Уравнение Бернулли	145
4.1.2. Коэффициент гидравлического сопротивления	147
4.1.3. Гидравлический уклон	151
4.1.4. Уравнение баланса напоров	152
4.1.5. Характеристики насосов	156
4.2. Расчет нефтепродуктопровода с отводами	161
4.3. Гидравлическое описание работы участка нефтепродуктопровода при вытеснении одного нефтепродукта другим	169
4.3.1. Обобщенное уравнение Бернулли	169
4.3.2. Скачки напора	173
4.3.3. Уравнение баланса давлений	177
4.3.4. Циклограмма процесса вытеснения одного нефтепродукта другим	178
4.4. Нефтепродуктопроводы с промежуточными перекачивающими станциями	180
4.5. Согласование работы нефтепродуктопровода с промежуточными перекачивающими станциями; дрессирование	185
4.6. Самотечные участки нефтепродуктопроводов	189
4.7. Остаточный объем нефтепродукта в трубопроводе	197
4.8. Истечение нефтепродукта через отверстия в трубопроводах	200
4.9. Утечки нефтепродукта из трубопровода	201

4.10. Использование антигидратных присадок к нефтепродуктам для снижения потерь напора на трение	224
Глава 5. ОПТИМАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТЕПРОДУКТОВ	
5.1. Расчет укрупненных технологических параметров	234
5.1.1. Гидравлический расчет	234
5.1.2. Расчет смешения	237
5.1.3. Расчет цикличности перекачки	238
5.1.4. Расчет вместимости резервуарных парков	240
5.2. Расчет укрупненных экономических показателей	240
5.2.1. Расчет капитальных вложений в линейную часть нефтепродуктопровода	241
5.2.2. Капитальные вложения в перекачивающие станции	243
5.2.3. Капитальные вложения в сооружение резервуарных парков	245
5.2.4. О стоимости нефтепродуктов в трубопроводной системе	246
5.2.5. Эксплуатационные расходы	248
5.3. Оптимизация параметров нефтепродуктопроводных систем	250
5.3.1. Формулировка оптимизационной задачи	252
5.3.2. Алгоритм оптимизационных расчетов	253
5.3.3. Результаты оптимизационных расчетов для одноструйных нефтепродуктопроводов	255
5.3.4. Результаты оптимизационных расчетов для двухтрубных нефтепродуктопроводов	260
5.3.5. Какие же нефтепродуктопроводы предпочтительней, одно- или двухтрубные?	263
Глава 6. ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ РАСЧЕТА ПРОЦЕССОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТЕПРОДУКТОВ	
6.1. Пакет компьютерных программ «МИКС» для расчета смешения в безостановочных режимах перекачки нефтепродуктов	267

6.2. Пакет компьютерных программ «ОСТАНОВКИ» для расчета дополнительного смешения при остановках перекачки нефтепродуктов	270
6.3. Пакет компьютерных программ «ПРОФАН» для выбора благоприятных мест остановки смеси	272
6.4. Пакет компьютерных программ «РАССМЕС» для расчета раскладки смеси нефтепродуктов	273
6.5. Пакет компьютерных программ «ЗАПАС»	275
6.6. Пакет компьютерных программ «ЭНЕРГИЯ» для гидравлических и энергетических расчетов перекачки нефтепродуктов	277
6.7. Пакет компьютерных программ «ПРИСАДКИ» для расчета перекачки нефтепродуктов с антигидратными присадками	280
6.8. Пакет компьютерных программ «ГИДРАНТ» для расчета переходных режимов в нефтепродуктопроводе	283
6.9. Пакет компьютерных программ «ТРИП» для расчета волновых процессов в трубопроводе с промежуточными перекачивающими станциями	285
6.10. Пакет компьютерных программ «ЦВЕТНОЙ ГРАФИК» для визуального слежения за перемещениями партий нефтепродуктов в трубопроводе	288
6.11. Пакет компьютерных программ «БАЛАНС»	291
6.12. Пакет компьютерных программ «АВИС» для автоматизированного расчета истечения нефтепродуктов при авариях	292
Литература	295

Предисловие

Трубопроводный транспорт жидкостей и газов давно уже стал мощной и самостоятельной отраслью промышленного производства. Магистральные трубопроводы, по которым перекачивают миллионы тонн нефти, нефтепродуктов, газа, а также других видов углеводородного сырья, покрывающие запутанной сетью промышленно развитую часть территории России, протянулись на тысячи километров от мест добычи нефти и газа к потребителям внутри страны и за ее рубежами. От нефтеперерабатывающих заводов пролегли мощные трубопроводные артерии, по которым текут реки из десятков видов нефтепродуктов — бензинов, дизельных топлив, керосинов, моторных и печных топлив. Без преувеличения можно сказать, что нефтепродуктопроводная сеть России является своего рода кровеносной системой, питающей промышленность и сельское хозяйство страны.

Транспортировка нефтепродуктов по трубам существенно отличается от перекачки других жидкостей, например воды или нефти. Главное ее отличие состоит в том, что в одной и той же трубе одновременно находятся не одна, а несколько жидкостей с различными физико-химическими и механическими свойствами, с различным назначением. Тем не менее перекачать эти жидкости нужно так, чтобы они не перемешались друг с другом и дошли до потребителя практически в том же количестве и с тем же качеством, с каким были приняты к транспортировке. Если при этом учесть, что требования к качеству моторных топлив, используемых в двигателях внутреннего сгорания, необычайно высоки, а стоят эти топлива

гораздо дороже, чем углеводородное сырье, из которого они изготовлены, то становится понятным, какой жесткий регламент нужно выдерживать, чтобы обеспечить выполнение указанных требований.

Основной технологией, которая принята во всем мире для транспортировки светлых нефтепродуктов, является их *последовательная перекачка прямым контактированием*, т.е. перекачка порциями (по англ. *batching*), когда один нефтепродукт вытесняет другой и в свою очередь вытесняется третьим. Такой способ транспортировки совкупности различных нефтепродуктов по одной и той же трубе, безусловно, прогрессивен, поскольку позволяет отказаться от строительства пучка трубопроводов (для каждого нефтепродукта — свой трубопровод) и гарантирует достаточно равномерно снабжение потребителей всеми сортами моторных топлив. В то же время этот способ имеет существенный недостаток, поскольку в зоне контакта последовательно движущихся нефтепродуктов образуется смесь, которая не может быть использована ни как один нефтепродукт, ни как другой. Тем не менее при соблюдении специальных правил транспортировки и обеспечении жесткого регламента всех технологических операций последовательная перекачка нефтепродуктов не только возможна, но и доказала свои преимущества многолетней практикой.

Разработка теории и внедрение последовательной перекачки нефтепродуктов на нефтепродуктопроводах России связаны с именами десятков выдающихся инженеров и ученых, многих из которых уже нет с нами. Нельзя не вспомнить без чувства глубокой признательности М. З. Карпачева, А. А. Кривоносова, Л. А. Мацкина, М. В. Нечвала, С. Н. Никифорова, В. Ф. Новоселова, П. И. Тугунова, И. М. Торочкова, М. Н. Фокина, Д. А. Черняева, В. А. Юфина, В. С. Яблонского и многих

других, внесших неоценимый вклад в становление и развитие в нашей стране последовательной перекачки нефтепродуктов.

Написаны основательные книги по технике и технологии последовательной перекачки нефтепродуктов. Среди них:

Яблонский В. С., Юфин В. А., Бударов И. П. Последовательная перекачка нефтепродуктов и нефтей по магистральным трубопроводам (М.: Гостехиздат, 1959, 205 с.), первая отечественная монография по последовательной перекачке;

Галеев Б. В., Карпачев М. З., Харламенко В. И. Магистральные нефтепродуктопроводы (М.: Недра, 1976, 358 с.), в которой прекрасно изложены техника и технология перекачки нефтепродуктов, устройство трубопроводов, оборудование перекачивающих станций, линейной части и резервуарных парков. Это изложение выполнено столь хорошо и добротно, что авторы настоящей книги не сочли необходимым останавливаться на конкретных деталях устройства нефтепродуктопроводных систем и применяемого в них оборудования, отослав заинтересованного читателя к этой монографии;

Нечваль М. В., Новоселов В. Ф., Тугунов П. И. Последовательная перекачка нефтей и нефтепродуктов (М.: Недра, 1976, 224 с.), которая служила учебником по трубопроводному транспорту нефтепродуктов для многих поколений студентов нефтяных вузов и факультетов;

Лурье М. В., Марон В. И., Мацкин Л. А. и др. Оптимизация последовательной перекачки нефтепродуктов (М.: Недра, 1979, 256 с.), в которой излагаются техника, технология и теория явлений, происходящих при последовательной перекачке нефтепродуктов.

Часть изложенного в этих книгах материала до сих пор не утратила своей значимости, однако произошедшие за

двадцать лет изменения не могли не сказаться на оценке и переоценке некоторых вопросов техники и технологии перекачки нефтепродуктов по трубам. Появились новые технологические решения, вызванные прежде всего сильной ветвизацией нефтепродуктопроводной сети, снижением уровня загрузки отдельных трубопроводов, частыми остановками перекачки и т. п. Были открыты и изучены новые явления (происходящие, например, при остановах перекачки), найдены новые решения связанных с ними технологических проблем. Были разработаны новые подходы и методы решения повседневных задач в связи с широким внедрением компьютерной техники.

Необходимость написания данной книги была вызвана также тем, что в трубопроводном транспорте нефтепродуктов произошла смена поколений. В коллектив компании «Гранснефтепродукт» влились сотни и тысячи новых инженеров и технических работников, нуждающихся в усвоении и закреплении опыта, накопленного старшими товарищами, с тем чтобы, с одной стороны, грамотно эксплуатировать отечественные нефтепродуктопроводы, особенно в сложных современных условиях, с другой стороны, преумножать этот опыт и внедрять в трубопроводный транспорт последние достижения науки и техники.

Авторы будут признательны всем, кто сочтет необходимым прислать свои отзывы и замечания по содержанию книги.

Москва, декабрь 1998 г.

Введение

Несколько поколений отечественных инженеров и ученых работало над созданием, развитием и совершенствованием последовательной перекачки. Благодаря их усилиям открыто, изучено и использовано в практике множество физических явлений, сопровождающих последовательную перекачку, разработана ее теория и методы расчета, созданы сотни видов трубопроводного оборудования, позволяющего наладить и довести до определенной степени совершенства эту технологию, а самое главное, построить и ввести в действие более 20 тыс. км нефтепродуктопроводов. К настоящему времени последовательная перекачка нефтепродуктов в России имеет 40-летнюю историю.

Первые опыты по перекачке по одному и тому же трубопроводу керосина и газойля, т.е. фактически двух различных жидкостей, провел в нашей стране инженер А. А. Кашеев в 1930 — 32 гг. на керосинопроводе «Баку — Батуми». В США первые эксперименты по перекачке бензина и бутана относятся к концу 30-х годов. В конце 30-х годов инженер Д. А. Черняев на нефтепродуктопроводе «Каспий — Орск» осуществил последовательную перекачку воды и нефти. Профессор Московского нефтяного института В. С. Яблонский в 1946 г. провел лабораторные эксперименты по последовательной перекачке нефтепродуктов и доказал техническую осуществимость этой технологии.

Внедрение последовательной перекачки нефтепродуктов в Советском Союзе началось на магистральном тру-

бопроводе «Уфа — Петропавловск» и «Салават — Уфа» в рамках тогдашнего Главнефтеснаба РСФСР. Необходимость этого внедрения была продиктована жизнью. К этому времени в эксплуатации находились нефтепродуктопровод «Уфа — Петропавловск — Омск», два нефтепродуктопровода «Салават — Уфа» и заканчивалось строительство нового нефтепродуктопровода «Омск — Сокур». Все эти трубопроводы проектировались и предназначались под перекачку только одного сорта нефтепродукта: по первому нефтепродуктопроводу должен был перекачиваться только бензин А-66, по второму — только дизельное топливо. Нефтепродуктопровод «Ишимбай — Уфа» с диаметром 300 и 350 мм предназначался под перекачку бензина А-66, а нефтепродуктопровод «Салават — Уфа» с диаметром 500 мм — под перекачку только дизельного топлива.

К 1962 году последовательная перекачка нефтепродуктов начала осуществляться на недавно построенном нефтепродуктопроводе «Куйбышев — Брянск», в частности на его первой очереди «Куйбышев — Никольское». Руководил работами инженер А. А. Кривоносов. До 1962 года на этом участке велась перекачка только автомобильных бензинов. В 1964 году перекачка нефтепродуктов по новой технологии велась уже до конечного пункта «Брянск». В этот же период на нефтепродуктопроводе «Куйбышев — Брянск» интенсивно велось строительство отводов на попутные нефтебазы. В 1966 г. был построен двухниточный отвод на Пензенскую нефтебазу, в 1968 г. — на Каменскую и Становлянскую, а в 1970 г. — на Никифоровскую. К 1970 г. по трубопроводу последовательно перекачивалось семь сортов дизельного топлива и два сорта автомобильного бензина; годовое число циклов колебалось от 48 до 52.

В 1970 — 1980 гг. система нефтепродуктопроводов расширялась. В ее состав вошли примерно 1700 км так называемых *«Западных трубопроводов»*, причем уже на всех планировалась последовательная перекачка. Увеличение принимаемого ассортимента нефтепродуктов, а также внедрение последовательной перекачки на участках *«Полук — Дисна — Илуксте»*, *«Куйбышев — Гомель»*, *«Мозырь — Новоград Волынский»*, *«Уфа — Западное направление»* и др. позволило более ритмично загрузить трубопроводы. Если в 1975 году последовательная перекачка автотензинов и дизельных топлив проектировалась на трубопроводах с общей протяженностью около 1600 км, то к 1980 году она была распространена на участки с общей протяженностью более 3300 км. Удвоился и объем последовательно перекачиваемых нефтепродуктов: в 1975 г. он равнялся 8,4 млн. т, а в 1980 г. он составлял уже 15,9 млн. т.

С 1980 года начался новый этап развития нефтепродуктопроводной сети страны. К этому времени уже был накоплен обширный опыт в области техники и технологии последовательной перекачки, решены основные научные и практические задачи. Характерной особенностью нового этапа явился курс на создание так называемых *разветвленных* нефтепродуктопроводов, т.е. нефтепродуктопроводов, включающих большое число отводов и ответвлений для снабжения потребителей, тяготеющих к тому или иному трубопроводу, всеми видами моторных топлив. Подразумевалось организовать непрерывную доставку этих топлив прямо от места их производства до потребителей. Естественно, что в качестве основной технологии транспортировки проектировалась только последовательная перекачка. В результате общая протяженность нефтепродуктопроводов достигла 22 тысяч километров, причем на долю отводов приходилось более 20%, а объем перекачки составил около 70 млн. тонн [8].

С 1993 года транспортировка нефтепродуктов по трубопроводам находится в ведении Акционерной компании трубопроводного транспорта нефтепродуктов, сокращенно — *АО «Транснефтепродукт»*. Всего в компанию входит восемь трубопроводных систем. Наиболее протяженные из них — это *«Самара — Брянск — Ст. Конь (Орел) — Унеча — Западное направление»*, *«Никольское — Воронеж — Белгород»*, входящие в АО «Юго-Запад Транснефтепродукт», и *«Уфа — Петропавловск»*, *«Уфа — Омск»* и *«Уфа — Прибой (Самара) — Никольское — Западное направление»*, входящие в АО «Урал Транснефтепродукт». Третья по размерам трубопроводная система — это *«Нижний Новгород — Новки — Рязань — Тула — Орел»* плюс нефтепродуктопровод *«Рязань — Москва»*, входящие в АО «Рязань Транснефтепродукт». Нефтепродуктопроводы *«Нижний Новгород — Казань»* и *«Нижекамск — Альметьевск»* входят в АО «Средневолжский Транснефтепродукт». Крупная 600-км система *«Омск — Сокур»* для транспорта нефтепродуктов управляется АО «Сибтранснефтепродукт». Еще две системы являются собой трехниточный *«Московский кольцевой нефтепродуктопровод»*, входящий в АО «Мостранснефтепродукт», и нефтепродуктопровод *«Кириши — С. -Петербург»*, управляемый АО «С.-Петербург Транснефтепродукт». На Юге России имеются нефтепродуктопроводы *«Грозный — Армавир»* и *«Трудовая — Армавир»*. Все эти нефтепродуктопроводы входят в АК «Транснефтепродукт», их общая протяженность составляет более 20 тысяч километров. На Востоке страны имеются нефтепродуктопроводы *«Магадан — Палатка — Атка»* и *«Хабаровск — Аэропорт»*.

В настоящее время за рубежом существуют десятки нефтепродуктопроводов, по которым осуществляется последовательная перекачка разнородных нефтепро-

дуктов. Среди этих трубопроводов крупнейшие транспортные системы США, Канады, Франции, Германии, Ближнего Востока и других стран. Так, например, в США обшая протяженность магистральных нефтепродуктопроводов составляет около 120 тыс. км. Среди них — крупнейший нефтепродуктопровод «Колониэл», предназначенный для транспортировки нефтепродуктов с побережья Мексиканского залива — от Хьюстона в район Нью-Йорка. Протяженность магистральной части этого трубопровода составляет 2560 км. Также имеются ответвления к 165 перевалочным и распределительным нефтебазам с общей протяженностью 2189 км. Самая крупная система США «*Грейт лейнс пайп лайн*» имеет протяженность около 10 тыс. км. В Германии крупнейший нефтепродуктопровод «*Рейн — Майн*» имеет протяженность 630 км. Во Франции действует крупнейший в Европе нефтепродуктопровод «*Марсель — Карлсруэ*», протяженность которого составляет более 700 км. [7, 14, 35]

Таким образом, последовательная перекачка нефтепродуктов является основной технологией транспортирования светлых нефтепродуктов, принятой сейчас во всем мире. Сохранение годами накопленного теоретического, технологического и производственного опыта, его систематизация и обобщение, а также передача следующим поколениям инженеров и ученых, всем работникам трубопроводного транспорта представляется авторам весьма актуальной задачей.

Глава 1

ТОВАРНЫЕ НЕФТЕПРОДУКТЫ И ИХ СВОЙСТВА

Товарные нефтепродукты и прежде всего моторные топлива (бензины, керосины, дизельные топлива, газойль, соляровое масло и т.п.) получают из нефти путем ее переработки. Первоначально использовались процессы прямой перегонки нефти, в которых из нагретой нефти указанные нефтепродукты получали прямым испарением, затем были разработаны более сложные процессы: *крекинг* (расщепление нефти под действием высоких температур и давлений в присутствии катализаторов, *каталитический крекинг*, или без них — *термический крекинг*), *алкилирование* (введение в молекулы органических веществ алкильной группы — метилирование, этилирование), гидрорование (внедрение водорода в молекулы органических соединений), ароматизация (увеличение содержания ароматических фракций), *полимеризация*, *синтез* и т.п.

Полученные из нефти нефтепродукты представляют собой смеси различных углеводородов, пределы кипения которых, т.е. интервалы температур, при которых жидкости переходят в паровую фазу, находятся в определенных температурных диапазонах [27, 28]. Наиболее легкие фракции нефти, выкипающие примерно в пределах от 40 до 215 °С, называют бензином. Фракции нефти, выкипающие в диапазоне от 150 до 315 °С, называют керосином. Фракции нефти, выкипающие в диапазоне от 300 до 400 °С — соляровым маслом. Остаток после отгонки из нефти бензина, керосина и солярового масла называют мазутом (рис. 1).

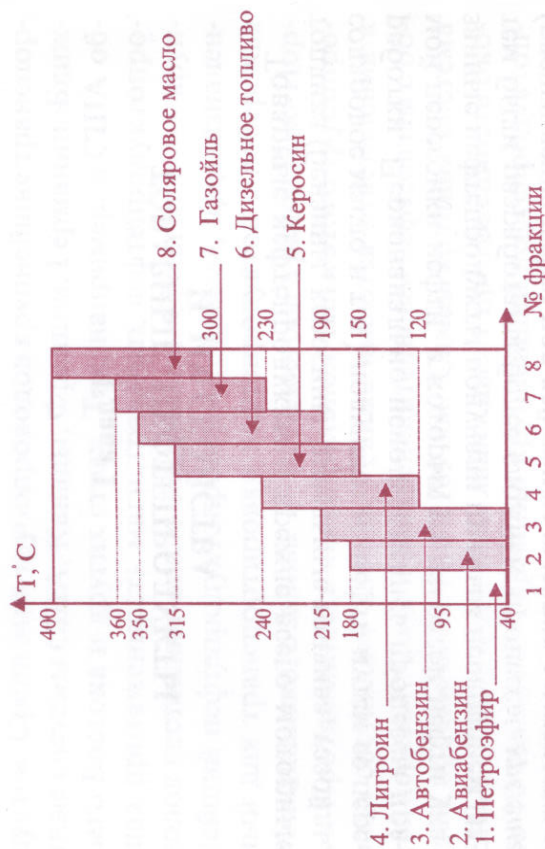


Рис. 1. Классификация нефтепродуктов по пределам выкипания

1.1. Автомобильные бензины

Автомобильные бензины, согласно выше приведенной классификации, это наиболее легкие фракции нефти, выкипающие примерно в пределах от 40 до 215 °C (см. рис. 1). Автомобильные бензины представляют собой бесцветную легковоспламеняющуюся горючую жидкость, взрывоопасная концентрация их паров в смеси с воздухом составляет 1—6%. Плотности бензинов колеблются от 730 до 750 кг/м³.

По нефтепродуктопроводам перекачивают автомобильные бензины марок А-76, А-80 и Аи-92.

Бензины делятся на следующие виды:

— летние, предназначенные для применения во всех районах, кроме северных и северо-восточных, в период с 1 апреля по 1 октября; в южных районах — в течение всех сезонов;

— зимние, предназначенные для применения в течение всех сезонов в северных и северо-восточных районах, и с 1 октября по 1 апреля — в остальных районах.

Эксплуатационные свойства автомобильных бензинов определяются их детонационной стойкостью, фракционным составом, химической стабильностью, содержанием серы.

Детонационная стойкость — наиболее важный показатель, характеризующий качество автомобильного бензина. Детонационная стойкость бензинов выражается в октановых числах, определяемых на специальных одноцилиндровых установках *моторным* (ГОСТ 511—82) или *исследовательским* (ГОСТ 8226—82) методом, а также методом детонационных испытаний на автомобильных двигателях в стендовых и дорожных условиях (ГОСТ 10373—75).

Октановое число — это условная количественная характеристика детонационных свойств бензина, численно равная процентному по объему содержанию хорошо детонирующего *изооктана* (углеводородной жидкости, октановое число которой принимается за 100) в его смеси с плохо детонирующим *н-гептаном* (октановое число которого принимается за 0), эквивалентной по детонационной стойкости испытываемому бензину при стандартных условиях испытания.

Октановое число, определяемое по исследовательскому методу, несколько выше, чем октановое число, определяемое по моторному методу.

Применение в двигателях бензина с октановым числом ниже требуемого недопустимо, так как это приводит к возникновению детонации в цилиндрах. Использование бензина с октановым числом выше требуемого также

нежелательно, так как вызывает увеличение теплонапряженности двигателя. Кроме того, применение высокооктанового бензина в предназначенных для него двигателей убыточно. Для повышения детонационной стойкости бензинов и соответственного повышения октанового числа в них вводят тетраэтилсвинец (ТЭС) в количестве до 3,3 г на 1 кг бензина.

Фракционный состав бензинов характеризуется температурами перегонки 10, 50, 90% бензина и *температурой конца кипения*.

Фракционный состав, наряду с детонационной стойкостью, является одним из важнейших показателей качества автомобильных бензинов, так как влияет на надежность пуска, длительность прогрева и износостойкость двигателя.

Температура конца кипения бензина — это температура, при которой стандартная (100 мл) порция испытуемого бензина полностью перегоняется (выкипает) из стеклянной колбы, в которой она находилась, в приемник-холодильник.

Летние бензины имеют более тяжелый фракционный состав, чем зимние. Скорость прогрева двигателя и динамика разгона автомобиля зависят от температуры выкипания 50% бензина, которая для зимних бензинов не должна превышать 100 °С, а для летних — 110 °С. Полнота испарения бензина в двигателе зависит от температур перегонки 90% бензина и конца его кипения. Если эти температуры чрезмерно велики, то бензин не успевает полностью испаряться во впускном трубопроводе двигателя и поступает в цилиндры в жидком виде. В результате с трущихся поверхностей смывается смазка и усиливается износ деталей. Кроме того, поскольку не полностью испарившийся бензин сгорает медленно и недостаточно

Бензины

Наименование показателей	Значение для марок		
	А-76	А-80	Аи-92
Детонационная стойкость (октановое число), не менее: по моторному методу по исследовательскому методу	76 не нормируется	76 80	83 92
Концентрация свинца (г/л), не более	0,013	этил. 0,15 неэтил. 0,013	этил. 0,15 неэтил. 0,013
Фракционный состав: температура начала перегонки бензина (°С), не ниже	Л 35 3 - не нормируется	35	35
Температура перегонки 10% бензина (°С), не выше	Л 70 3 55	70	75
Температура перегонки 50% бензина (°С), не выше	Л 115 3 100	120	120
Температура перегонки 90% бензина (°С), не выше	Л 180 3 160	190	190
Температура конца кипения бензина (°С), не выше	Л 195 3 185	215	215
Давление насыщенных паров (кПа)	Л 66,7 3 99,3	79,9	79,9
Концентрация фактических смол в мг на 100 см ³ бензина, не более на месте потребления	10	5	5
Массовая доля серы (%), не более	0,1	0,05	0,05

полно, повышается нагарообразование в камере сгорания двигателя.

Химическая стабильность характеризуется способностью бензина противостоять химическим изменениям при хранении, транспортировании и применении. Химическая стабильность бензина зависит от состава и строения содержащихся в нем углеводородов и неуглеводородных примесей. Для ее повышения применяют антиокислительные присадки (стабилизаторы).

Содержание серы предопределяет коррозионную активность бензинов. Применение сернистых автомобильных бензинов приводит к сокращению ресурса работы двигателей, а также к снижению его мощности.

Содержание серы в бензинах проверяют анализом на медной пластинке. Оно не должно превышать 0,10—0,15%.

Кроме того, бензины должны быть химически нейтральными, не содержать **механических примесей** и воды.

По физико-химическим и эксплуатационным показателям бензины должны соответствовать нормам и требованиям, указанным в табл. 1.1.

1.2. Керосины

Следующие за бензином фракции нефти, выкипающие при температуре от 150 до 315 °С, называют керосином (рис. 1). Особенно распространены три типа керосинов: осветительный, тракторный и керосин для реактивных двигателей (иначе, авиакеросин или реактивное топливо). Типы керосинов зависят от их назначения, ибо условия горения керосина в осветительных установках, в дви-

гателях тракторов или в реактивных двигателях совершенно различны [27].

Осветительный керосин используется и как источник света (в лампах и фонарях), и как источник тепла (в керосинках, примусах и т.п.). Существуют осветительные приборы, в которых свет рождается горением самого керосина (например, керосиновые лампы) или горящий керосин раскаляет специальные калильные сетки, дающие осветительно белый свет (например, прожекторы маяков). Осветительные и тепловые свойства керосина зависят от его фракционного состава и присутствия различных инородных веществ — смол, нафтеновых кислот, серы и т.п.

Главными показателями, по которым оценивают потребительские свойства осветительного керосина, являются фракционный состав, температура вспышки, цвет и высота неопыющего пламени.

Плотности осветительных керосинов колеблются от 840 до 860 кг/м³, вязкости при 20 °С составляют от 1,25 до 2,0 сСт [28, 34].

Тракторный керосин — это топливо для тракторных карбюраторных двигателей. Поскольку керосин не имеет пусковых фракций, необходимых для запуска карбюраторного двигателя, последний запускают и прогревают на бензине, а затем переводят работающий двигатель на керосин.

Тракторный керосин готовят как из фракций прямой перегонки нефти, так и из их смесей с фракциями термического крекинга; к нему могут быть добавлены лигроиновые и даже бензиновые фракции [27].

Авиационный керосин — это специальные керосины, разработанные как топлива для реактивных двигателей. В авиакеросине более строго регламентируются фракционный состав и особенно низкотемпературные свойства —

по вязкости, температурам кристаллизации и помутнения, чтобы во время полета при температурах даже ниже -55°C (а топливные баки самолетов расположены, как правило, в крыльях) не нарушилось поступление топлива к двигателям. Кроме того, проверяют содержание ароматических углеводородов, смол, серы, степень очистки керосина и др.

В качестве одного из сортов авиационного керосина можно указать тот, который выпускается под маркой ТС-1 (топливо самолетное). Свойства (по ГОСТу) этого топлива приведены ниже.

Топливо ТС-1

Плотность при 20°C , кг/м^3 , не менее	775
Фракционный состав:	
температура начала перегонки, $^{\circ}\text{C}$, не выше	150
10% перегоняются при температуре, $^{\circ}\text{C}$, не выше	165
50% перегоняются при температуре, $^{\circ}\text{C}$, не выше	195
90% перегоняются при температуре, $^{\circ}\text{C}$, не выше	230
98% перегоняются при температуре, $^{\circ}\text{C}$, не выше	250
остаток и потери в сумме, не более, %	2
Вязкость кинематическая, сСт :	
при 20°C , не менее	1,25
при 0°C , не более	2,5
при -40°C , не более	8,0
Температура вспышки (в закрытом тигле), $^{\circ}\text{C}$, не ниже	28
Температура начала кристаллизации, $^{\circ}\text{C}$, не выше	-60
Температура помутнения, $^{\circ}\text{C}$, не выше	-50
Йодное число, г йода на 100 г топлива, не более	3,5
Содержание ароматических углеводородов, %, не более	22
Содержание смол, мг на 100 мл топлива, не более:	
на месте производства	7
на месте потребления	10
Общее содержание серы, %, не более	0,25
Содержание водорастворимых кислот и щелочей	Отсутствие
Теплота сгорания (нижняя), ккал/кг , не менее	10250

Зольность, %, не более	0,005
Содержание механических примесей и воды	Отсутствие
Проба на медную пластинку	Выдерживает

1.3. Дизельные топлива

Фракции нефти, выкипающие при $230-360^{\circ}\text{C}$ и занимающие промежуточное положение между керосином и соляровым маслом (более тяжелыми фракциями нефти, выкипающими при $300-400^{\circ}\text{C}$), называют *газовым маслом*, или *газойлем* (рис. 1). Обычно газойль готовился из 60% керосина и 40% солярового масла. Однако с 1937 г. в связи с развитием быстросходных дизелей стали появляться топлива под названием *дизельных*, которые по своему фракционному составу лишь незначительно отличались от газойля (выкипали при температурах $190-350^{\circ}\text{C}$). С 1942 г. эти топлива перестали называть газойлем и во все спецификации они стали входить как дизельные топлива. Иными словами, дизельные топлива — это более тяжелые, чем керосин, но более легкие, чем соляровое масло, топлива, используемые в быстросходных дизельных двигателях.

По трубопроводам перекачиваются дизельные топлива: летние, зимние и экспортные. Отечественная промышленность в соответствии с требованиями ГОСТ 305—82 для различных условий применения вырабатывает топливо трех марок:

Л — летнее для использования при положительной температуре;

З — зимнее для эксплуатации при температуре окружающего воздуха до -20°C с температурой застывания (потерей подвижности) не выше -35°C . В тех случаях,

когда двигатели эксплуатируют при температуре до -35°C , используют зимнее топливо с температурой застывания не выше -45°C ;

А — арктическое для эксплуатации при температуре окружающего воздуха до -50°C , с температурой застывания не выше -55°C .

Качество дизельного топлива оценивается по многим показателям. Это хорошо видно из паспорта, например, зимнего дизельного топлива [27].

Паспорт

Откуда поступило топливо	()
Наименование продукта	3-40
1. Цетановое число	45
2. Фракционный состав:	
10% перегоняются при температуре, $^{\circ}\text{C}$	205
50% перегоняются при температуре, $^{\circ}\text{C}$	270
90% перегоняются при температуре, $^{\circ}\text{C}$	330
3. Кинематическая вязкость при 20°C , сСт	3,5
4. Коксуемость 10%-го остатка, %	0,3
5. Кислотность в мг КОН на 100 мл	3
6. Зольность, %	0,01
7. Сера, %	0,1
8. Проба на медную пластинку	Выдерживает
9. Температура вспышки в закрытом тигле, $^{\circ}\text{C}$	40
10. Температура застывания, $^{\circ}\text{C}$	- 55
11. Температура помутнения, $^{\circ}\text{C}$	- 40
12. Водорастворимые кислоты и щелочи	Отсутствуют
13. Механические примеси	Отсутствуют
14. Вода	Отсутствует

Цетановое число — это условная количественная характеристика воспламенительных свойств дизельного топлива, численно равная процентному содержанию хо-

рошо воспламеняемого цетана (углеводородной жидкости, цетановое число которой принимается за 100) в его смеси с плохо воспламеняемым α -метилнафталином (углеводородной жидкостью, цетановое число которой принимается за 0), эквивалентной по воспламенительным свойствам испытуемому топливу при стандартных условиях испытания [28].

Для дизельного топлива всех марок цетановое число не должно быть ниже 45. Использование топлива с цетановым числом выше 60 нецелесообразно, так как процесс сгорания практически не улучшается.

Фракционный состав дизельного топлива характеризуется наличием в нем спектра углеводородов. В стандартную колбу наливают 100 мл топлива и нагревают. Испарившуюся часть топлива конденсируют в специальном приемнике-холодильнике. При этом отмечают, какая часть топлива перегналась из колбы в приемник при заданной температуре.

Зимние сорта топлива по сравнению с летними имеют облегченный фракционный состав — 96% топлива выкипает при температуре не выше 340°C (летние — не выше 360°C) — и меньшую вязкость ($1,8 \div 5,0$ сСт).

Сера, содержащаяся в топливе, определяется сжиганием $1,5 \div 5,0$ мл топлива в стандартной лампочке с приспособлением для улавливания сернистого газа.

В зависимости от содержания серы вырабатывается дизельное топливо двух видов: 1 — содержание серы не более 0,2%; 2 — содержание серы не более 0,5% (для арктического — 0,4%).

В условные обозначения марок летнего топлива для высокооборотных дизелей входят массовая доля серы и температура вспышки (например, дизельное топливо Л-0,5—40), зимнего — количество серы и температура за-

ствания (например, 3-0,2—(-35). В условном обозначении арктического топлива указывают только массовую долю серы (например, А-0,2).

Проба на медную пластинку — это испытание, в котором определяют, содержатся ли в топливе активные сернистые соединения или свободная сера. Для этого медную пластинку выдерживают 3 ч в топливе при 50 °С. Если на пластинке появляются черные или темно-коричневые пятна, то такое топливо считают непригодным к употреблению.

Температура вспышки — это температура, до которой необходимо нагреть дизельное топливо в закрытом тигле, чтобы его пары образовывали с воздухом взрывчатую смесь, воспламеняющуюся при поднесении к ней открытого огня. Чем больше в топливе легких фракций, тем ниже температура его вспышки [28].

Температура вспышки для топлива марки Л должна быть выше 40 °С, марки З — выше 30 °С, марки А (арктическое) — выше 30 °С для дизелей общего назначения и соответственно: Л — выше 61 °С, З — выше 40 °С, А — выше 35 °С — для тепловозных и судовых двигателей и газовых турбин.

Водорастворимые кислоты (серная, соляная, азотная) и щелочи (едкое кали, едкий натр) определяются с помощью лакмусовых и фенолфталеиновых индикаторов. Топлива даже с ничтожными следами водорастворимых кислот и щелочей непригодны к употреблению.

Кислотность топлива зависит от содержанием в них кислотных соединений, например нафтеновых и асфальтогенных кислот, фенолов и т.п. Обычно в топливе их очень немного, но, несмотря на это, они представляют большую опасность для дизельных двигателей, поскольку увели-

чивают их износ. Кислотность топлива выражают в миллиграммах щелочи КОН, израсходованной на нейтрализацию кислотных соединений, содержащихся в 100 мл топлива.

Зольность характеризует загрязненность топлива. Для ее определения выпаривают 1 л топлива в колбе до получения 30 мл остатка. Остаток прокаливают в тигле при темно-красном калении до полного озоления. Полученную золу выражают в процентах к литру топлива.

Коксуемость 10%-го остатка определяют по остатку (коксу) от испарения 10%-го остатка топлива при его нагревании до высокой температуры в закрытом тигле без доступа воздуха.

Механические примеси в дизельных топливах определяются как процентное содержание по массе твердых частиц примеси путем фильтрования 100 г топлива через бумажный фильтр. Присутствие механических примесей в топливах опасно для двигателей внутреннего сгорания и особенно для быстроходных дизелей.

Склонность топлива к образованию высокотемпературных отложений нормируют рядом показателей, значения которых (ГОСТ 305—82) следующие: зольность — не более 0,01%; отсутствие механических примесей; коксуемость 10%, остаток топлива — не более 0,3%; йодное число — не более 6 г йода на 100 г топлива; количество фактических смол для летних сортов — до 40 мг/100 мл, зимних — до 30 мг/100 мл топлива.

Температура помутнения — это температура, при которой топливо теряет фазовую однородность. Для летних сортов топлива она должна быть не выше -5 °С (температура застывания — (-10) °С), для зимних — на 10 °С выше температуры застывания (-25 и -35 °С). Для обеспечения надежной работы дизельных двигателей необходимо, чтобы тем-

пература помутнения была на $6-8^{\circ}\text{C}$, а застывания — на $10-15^{\circ}\text{C}$ ниже температуры окружающего воздуха.

Вязкость топлива определяет свойства его текучести. Динамической вязкостью, измеряемой в сантипуазах ($1 \text{ сП} = 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с} = 10^{-3} \text{ кг/м}\cdot\text{с}$), называется коэффициент пропорциональности касательного напряжения сдвига между слоями топлива перепаду скоростей движения этих слоев, рассчитанному на единицу расстояния между ними. Однако чаще используют кинематическую вязкость топлива, измеряемую в сантистоксах ($1 \text{ сСт} = 10^{-2} \text{ Ст} = 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$) и определяемую отношением динамической вязкости к плотности топлива.

Характер изменения вязкости для всех нефтепродуктов одинаков (с повышением температуры вязкость уменьшается, а с понижением — возрастает, особенно интенсивно при отрицательной температуре), а абсолютное изменение зависит от химического состава. Наиболее заметно изменение температуры влияет на вязкость летних сортов. Изменение вязкости относительно нормируемых значений оказывает отрицательное влияние на работу двигателя. Чем выше значение вязкости при температуре 20°C , указанной в паспорте качества, тем сильнее изменения, происходящие при понижении температуры. Летние сорта загустевают уже при температуре минус $5-10^{\circ}\text{C}$, поэтому возрастает сопротивление движению топлива по трубопроводам, особенно высокого давления. При значительном повышении вязкости нарушается нормальная работа топливopодающей аппаратуры, иногда подача прекращается. Зимние сорта сохраняют подвижность до более низкой температуры (минус $25-35^{\circ}\text{C}$).

Плотность дизельного топлива для марок Л и З при температуре 20°C находится в пределах 860 и 840 кг/м^3 , соответственно.

Характеристики вырабатываемых отечественной промышленности дизельных топлив приведены в табл. 1.2.

Таблица 1.2

Свойства дизельных топлив

Наименование показателей	Л	З	А
Цетановое число, не менее	45	45	45
Фракционный состав — 50 % перегоняются при температуре, $^{\circ}\text{C}$, не выше	360	340	330
Кинематическая вязкость при 20°C , сСт	$3,0-6,0$	$1,8-5,0$	$1,5-4,0$
Температура застывания, $^{\circ}\text{C}$, не выше, для климатической зоны: умеренной	- 10	- 35	- 55
холодной		- 45	
Температура помутнения, $^{\circ}\text{C}$, не выше для климатической зоны: умеренной	- 5	- 25	
холодной		- 35	
Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, $^{\circ}\text{C}$, не ниже	40	35	30
Массовая доля серы, %, не более	0,5	0,5	0,4
Плотность при 20°C , кг/м^3	860	840	830

1.4. Физические свойства нефтепродуктов

По трубопроводам перекачивают более десяти видов и сортов светлых нефтепродуктов, основные из них — бензины, керосины, дизельные и печные топлива. Параметры режимов перекачки определяются главным образом плотностью и вязкостью нефтепродуктов, а также зависимостью этих характеристик от температуры и давления [10].

При изменении температуры плотность нефтепродуктов также изменяется: при повышении температуры она уменьшается, при понижении температуры — увеличивается.

Зависимость плотности ρ (кг/м³) нефтепродукта от температуры T (°C) определяется формулой

$$\rho(T) = \rho_{20} \cdot [1 + \xi \cdot (20 - T)], \quad (1.1)$$

в которой ρ_{20} — плотность нефтепродукта при температуре 20 °C, ξ (1/°C) — коэффициент объемного расширения. Значения коэффициента ξ представлены в таблице 1.3.

Т а б л и ц а 1.3

Значения коэффициента объемного расширения

Плотность ρ , кг/м ³	ξ , 1/°C
700-719	0,001225
720-739	0,001183
740-759	0,001118
760-779	0,001054
780-799	0,000995
800-819	0,000937
820-839	0,000882
840-859	0,000831
860-880	0,000782

Пример 1. Плотность бензина ρ_{20} при температуре 20 °C равна 745 кг/м³. Какова плотность этого же бензина при температуре 10 °C?

Решение. Используя формулу (1.1) и таблицу (1.3), получаем:

$$\rho_{10} = 745 \cdot [1 + 0,001118 \cdot (20 - 10)] \approx 753,3 \text{ кг/м}^3.$$

Пример 2. Плотность ρ_7 дизельного топлива при температуре 7 °C равна 850 кг/м³. Какова плотность ρ_{15} того же дизельного топлива при температуре 15 °C?

Решение. Полагая сначала, что плотность ρ_{15} дизельного топлива при температуре 15 °C попадает в тот же диапазон плотностей, что и ρ_7 , получаем:

$$\rho_{15} = 850 \cdot [1 + 0,000831 \cdot (20 - 15) - 0,000831 \cdot (20 - 7)] = 844,35 \text{ кг/м}^3.$$

Поскольку плотность 844,35 кг/м³ действительно попадает в диапазон плотностей, в котором коэффициент ξ равен 0,000831, то это означает, что его значение выбрано правильно и 844,35 есть искомая плотность дизельного топлива при температуре 15 °C. В противном случае следовало бы расчет произвести заново, с коэффициентом ξ , соответствующим рассчитанному значению плотности ρ_{15} .

Несмотря на то что нефтепродукты являются практически несжимаемыми жидкостями, изменение их плотности при изменении давления все же происходит. При увеличении давления плотность нефтепродукта возрастает, а при уменьшении давления — убывает. Изменения плотности малы по сравнению с ее номинальным значением. Соответствующие поправки необходимо учитывать при осуществлении приемосдаточных операций и при инвентаризациях.

Зависимость плотности ρ (кг/м³) нефтепродукта от давления представляется формулой

$$\rho(p) = \rho_0 \cdot [1 + \beta \cdot (p - p_0)], \quad (1.2)$$

в которой ρ_0 — плотность нефтепродукта при стандартных условиях (атмосферном давлении p_0 и температуре +20 °C), β (1/Па) — коэффициент сжимаемости нефтепродукта.

Для вычисления поправок к плотности на давление используют также модуль упругости K (Па) нефтепродукта, который равен $1/\beta$. Тогда формула (1.2) записывается иначе:

$$\rho(p) = \rho_0 \cdot \left[1 + \frac{p - p_0}{K} \right] \quad (1.3)$$

Средние значения модуля K упругости нефтепродуктов: $K \approx 10^9$ Па для бензинов; $K \approx 1,4 \cdot 10^9$ Па для керосинов; $K \approx 1,5 \cdot 10^9$ Па для дизельных топлив.

Пример 1. Плотность ρ_1 дизельного топлива при давлении 0,1 МПа равна 840 кг/м^3 . Какова его плотность ρ_2 при давлении 6,0 МПа и той же самой температуре?

Решение. Используя формулу 2.2, получаем:

$$\rho_2 = 840 \cdot [1 + 6 \cdot 10^6 / (1,5 \cdot 10^9)] \approx 843,4 \text{ кг/м}^3.$$

Пример 2. Давление p_n в начале 140-км участка нефтепродуктопровода ($D=530 \text{ мм}$, $\delta=8 \text{ мм}$) составляет 6,2 МПа, а p_k в его конце — 0,2 МПа. Определить, как велика погрешность вычисления массы дизельного топлива ($\rho_0=840 \text{ кг/м}^3$) в трубопроводе, если не учитывать поправку на давление (среднее давление на участке принять равным 3,1 МПа; трубу считать недеформированной).

Решение. Если не учитывать поправку на давление, то масса дизельного топлива на рассматриваемом участке нефтепродуктопровода

$$M_0 = 3,14 \cdot 0,514^2 / 4 \cdot 140000 \cdot 840 \approx 24389518 \text{ кг}.$$

С учетом поправки на давление плотность ρ дизельного топлива будет больше:

$$\rho = 840 \cdot [1 + (3,1 - 0,1) \cdot 10^6 / (1,5 \cdot 10^9)] = 841,6 \text{ кг/м}^3.$$

Поэтому на самом деле масса дизельного топлива в трубе

$$M_1 = 3,14 \cdot 0,514^2 / 4 \cdot 140000 \cdot 841,6 \approx 24435974 \text{ кг},$$

что на 46,5 т больше, чем без учета поправки на давление.

Примечание. На самом деле разность будет еще больше, если учесть поправку на расширяемость трубы.

В тех случаях, когда одновременно отклоняются от номинальных значений и температура, и давление, плотность $\rho(p, T)$ нефтепродукта при давлении p и температуре T можно рассчитывать по формуле

$$\rho(p, T) = \rho_0 \cdot [1 + \xi \cdot (20 - T) + (p - p_0) / K] \quad (1.4)$$

Пример. Рассчитать плотность бензина при давлении 3,1 МПа и температуре $+10^\circ \text{C}$, если номинальное значение его плотности равно 748 кг/м^3 .

Решение. Воспользовавшись формулой (1.4), получаем:

$$\rho = 748 \cdot [1 + 0,001118 \cdot (20 - 10) + (3,1 - 0,1) \cdot 10^6 / 10^9] = 758,6 \text{ кг/м}^3.$$

Объем внутренней полости трубопровода так же, как и плотность нефтепродукта, изменяется, хотя и незнательно, при изменении температуры и давления.

Для учета объемного расширения трубопровода при отклонении температуры от номинальной можно использовать формулу

$$V(T) = V_0 \cdot [1 - \alpha \cdot (T_0 - T)], \quad (1.5)$$

в которой α (1/°C) — коэффициент объемного расширения металла, из которого сделан трубопровод (для стали $\alpha \approx 3,3 \cdot 10^{-5}$ 1/°C).

Пример. Как изменится объем внутренней полости участка стального нефтепродуктопровода ($D=530$ мм, $\delta=8$ мм, $L=120$ км) при его равномерном охлаждении на 5 °C?

Решение. Используем формулу (1.5):

$$\begin{aligned} V(T) - V_0 &= -V_0 \cdot \alpha \cdot (T_0 - T) = \\ &= -(3,14 \cdot 0,514^2 / 4) \cdot 120000 \cdot 3,3 \cdot 10^{-5} \cdot 5 = -4,11 \text{ м}^3. \end{aligned}$$

В гораздо большей степени объем внутренней полости трубопровода меняется от разности внутреннего и внешнего давлений. Наиболее простую формулу предложил Н. Е. Жуковский в своей знаменитой работе «О гидравлическом ударе в водопроводных трубах» (1898). Рис. 2 дает представление о ее выводе.

Уравнение равновесия верхней половины трубы (обечайки), выделенной на рис. 2 утолщенной линией, под действием разности давлений $(p - p_0)$ и окружающих напряжений σ , возникающих в металле трубы, имеет вид

$$(p - p_0) \cdot d = \sigma \cdot 2\delta, \quad (*)$$

где δ — толщина стенки.

С другой стороны, закон упругости Гука, примененный к деформированному срединному волокну (на рис. 2 оно обозначено пунктирной линией), дает соотношение

$$\sigma = E \cdot \frac{\pi \cdot (d - d_0)}{\pi \cdot d_0}. \quad (**)$$

Здесь E — модуль Юнга материала трубы (для стали $E \approx 2 \cdot 10^{11}$ Па).

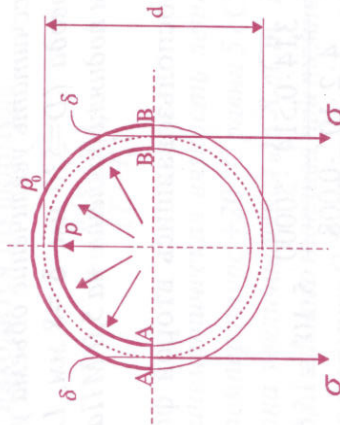


Рис. 2. К выводу формулы для приращения площади поперечного сечения нефтепродуктопровода

Подставив σ из (**) в (*) и заменив d в коэффициентах на d_0 в силу малости толщины стенки по сравнению с диаметром трубы, получим формулу для приращения $\Delta d = d - d_0$ диаметра трубы в зависимости от разности $(p - p_0)$ внутреннего и внешнего давлений

$$\Delta d = \frac{d_0^2}{2E\delta} \cdot (p - p_0). \quad (1.6)$$

Здесь d_0 можно считать внутренним диаметром трубы.

Из (1.6) следуют две другие полезные формулы: одна — для приращения ΔS площади поперечного сечения трубы, другая — для приращения ΔV объема участка трубопровода с длиной L :

$$\Delta S = \frac{\pi \cdot d_0^3}{4E\delta} \cdot (p - p_0);$$

$$\Delta V = \frac{\pi \cdot d_0^3 \cdot L}{4E\delta} \cdot (p - p_0). \quad (1.7)$$

Пример. Рассчитать увеличение объема участка стального трубопровода ($D=530$ мм, $\delta=8$ мм, $L=50$ км) после того, как в нем подняли давление на 5,0 МПа.

Решение. Воспользовавшись второй формулой (1.7), получаем:

$$\Delta V = \frac{3,14 \cdot 0,514^3 \cdot 50000}{4 \cdot 2 \cdot 10^{11} \cdot 0,008} \cdot 5 \cdot 10^6 \approx 16,66 \text{ м}^3.$$

Упражнение. Рассчитать увеличение площади поперечного сечения нефтепродуктопровода $D=530$ мм, $\delta=8$ мм) при превышении внутреннего давления над внешним в 6,0 МПа.

Ответ. 4 см².

Вязкости всех нефтепродуктов зависят от температуры. При повышении температуры вязкости нефтепродуктов уменьшаются, при понижении температуры — повышаются.

Для расчета зависимости кинематической вязкости $\nu(T)$ нефтепродукта от изменения температуры T можно использовать формулу Рейнольдса-Филонова

$$\nu(T) = \nu_0 \cdot e^{-k(T-T_0)}, \quad (1.8)$$

в которой ν_0 (сСт, 1сСт = 10^{-6} м²/с) — кинематическая вязкость при температуре T_0 , а k (1/°C) — опытный коэффициент. Формула (1.8) отражает тот факт, что с изменением температуры нефтепродукта его вязкость изменяется экспоненциально.

Для того чтобы воспользоваться формулой (1.8), необходимо знать либо коэффициент k , либо вязкость ν_1 нефтепродукта еще при одной температуре T_1 . Тогда этот коэффициент находится по формуле

$$k = \frac{\ln(\nu_0/\nu_1)}{(T_1 - T_0)}. \quad (1.9)$$

Пример. Кинематическая вязкость летнего дизельного топлива при температуре +20 °C равна 5 сСт, а при температуре 0 °C она увеличивается до 8 сСт. Какая вязкость будет у этого дизельного топлива при температуре +10 °C?

Решение. По формуле (1.9) рассчитываем коэффициент k :

$$k = \frac{\ln(5/8)}{(0 - 20)} \approx 0,0235.$$

По формуле (1.8) рассчитываем искомую вязкость:

$$\nu = 5 \cdot e^{-0,0235 \cdot (10 - 20)} \approx 5 \cdot 1,2649 \approx 6,3 \text{ сСт}.$$

Упражнение. Кинематическая вязкость бензина при температуре 8 °C равна 0,7 сСт, а при температуре 20 °C она снизилась до 0,5 сСт. Какова вязкость бензина при 12 °C?

Ответ. 0,63 сСт.

Глава 2

ТЕХНОЛОГИЯ ТРУБОПРОВОДНОГО
ТРАНСПОРТА СВЕТЛЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ2.1. Сущность последовательной перекачки
нефтепродуктов методом прямого контактирования

В настоящее время в нашей стране и за рубежом светлые нефтепродукты, а их выпускается десятки наименований, перекачивают методом, получившим название *«последовательная перекачка прямым контактированием»*. В результате переработки нефти с установок заводов одновременно выходит множество видов нефтепродуктов, из которых значительную часть составляют светлые нефтепродукты и прежде всего моторные топлива. В результате последующего компаундирования (смешивания двух или нескольких продуктов переработки нефти для изготовления топлив заданных качеств) получают различные сорта нефтепродуктов, готовых к доставке потребителю. Понятно, что сооружение отдельного трубопровода для каждого из выпускаемых нефтепродуктов было бы нерентабельно, поэтому большинство из них транспортируют по одному и тому же трубопроводу, закачивая последовательно, один за другим.

Сущность последовательной перекачки прямым контактированием состоит в том, что разнородные нефтепродукты, объединенные в отдельные партии по нескольку тысяч или десятков тысяч тонн каждая, закачи-

вают в трубопровод последовательно, одна за другой, и транспортируют так до самого потребителя. При этом каждая партия вытесняет предыдущую и в свою очередь вытесняется последующей. Получается так, что нефтепродуктопровод по всей своей протяженности заполнен партиями различных нефтепродуктов, вытянутых в цепочку и контактирующих друг с другом в местах, где кончается одна партия и начинается другая.

Таким образом, главное в последовательной перекачке нефтепродуктов — это то, что различные виды и сорта нефтепродуктов перекачивают не по разным, а по одной и той же трубе.

На головном пункте трубопровода нефтепродукты закачивают из отдельных резервуаров, транспортируют партиями, по дороге, если есть необходимость, отгружают путевым потребителям, подключенным к основной магистрали с помощью отводов, а на конечных пунктах принимают в отдельные резервуары. На рис. 3 приведена принципиальная схема трубопроводной системы для последовательной перекачки нефтепродуктов. На этом рисунке видны последовательно движущиеся в магистральном нефтепродуктопроводе (МНПП) партии нефтепродуктов (нп.) — № 1, № 2, № 3, № 4, № 5 и т.д., вытесняющие предыдущие партии и в свою очередь вытесняемые последующими. На рисунке схематично изображены также резервуарные парки (РП) головной перекачивающей станции (ГПС), резервуарные парки промежуточных перекачивающих станций (ППС) и резервуарный парк конечного пункта (КП), на котором происходит прием нефтепродуктов, перевалка на другие виды транспорта или отгрузка потребителям.

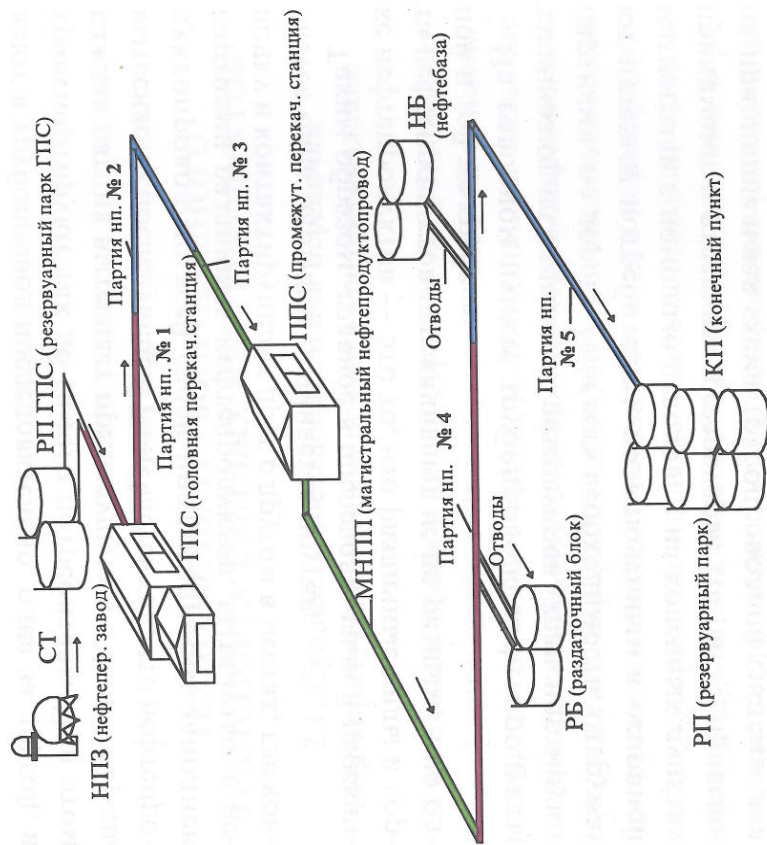


Рис. 3. Принципиальная схема трубопроводной системы для последовательной перекачки нефтепродуктов

2.2. Основные объекты и узлы системы трубопроводного транспорта нефтепродуктов

В систему трубопроводного транспорта нефтепродуктов входят следующие основные объекты (см. рис. 3): **соединительные трубопроводы (СТ)**, соединяющие нефтеперерабатывающий завод с головной перекачивающей станцией;

головная перекачивающая станция, предназначенная для последовательной заправки нефтепродуктов в трубопровод и создания необходимого напора в начале первого участка. Как правило, головная перекачивающая станция имеет резервуарный парк для накапливания необходимых для перекачки объемов нефтепродуктов, их количественного учета и для компенсации неравномерности поступления и отгрузки нефтепродуктов;

линейная часть (ЛЧ) магистрального нефтепродуктопровода с линейными сооружениями, обеспечивающими ее функционирование;

промежуточные перекачивающие станции, находящиеся на границе соседних участков и предназначенные для создания дополнительного напора, обеспечивающего дальнейшую транспортировку нефтепродуктов;

отводы и ответвления к промежуточным потребителям — подключенным к трубопроводу нефтебазам;

конечный пункт нефтепродуктопровода, на котором нефтепродукты принимают из трубопровода в отдельные резервуары и далее либо отгружают потребителям (автомобильным, водным или железнодорожным транспортом), либо переваливают на другую трубопроводную систему [2].

2.2.1. Головная и промежуточные перекачивающие станции

Перекачивающие станции нефтепродуктопровода — это сложные инженерные сооружения, необходимые для того, чтобы создать в трубопроводе требуемую для движения нефтепродуктов разность напоров. Расстоянию между соседними перекачивающими станциями, как и

вило, составляют 100—150 км, хотя в отдельных случаях они могут быть значительно больше. Число перекачивающих станций, как и диаметр (или диаметры) трубопровода определяется в рамках общей технико-экономической оптимизации, в которой различные варианты, обеспечивающие транспортировку нефтепродуктов заданной номенклатуры и в заданном количестве, сопоставляются между собой по экономическим критериям.

Головная перекачивающая станция нефтепродуктопровода располагается, как правило, вблизи нефтеперерабатывающего завода или другого крупного источника нефтепродуктов (например, вблизи порта, куда нефтепродукты доставляются водным путем).

ГПС включает в себя резервуарный парк для накопления нефтепродуктов; насосную, в которой устанавливаются подпорные и мощные магистральные насосы; технологические трубопроводы с площадками фильтров и узлами переключения, понизительную электростанцию; камеры пуска скребков очистки трубопровода, комплекс сооружений по водоподготовке и водоснабжению; очистные сооружения; узел связи, пожарное депо, мастерские контрольно-измерительных приборов (КИП), котельную, административный блок и объекты вспомогательных служб и т.п. Подробное устройство, характеристики оборудования ГПС и требования, которым должны удовлетворять ГПС нефтепродуктопроводов, приведены в монографиях. Подробную характеристику видов и типов насосов, используемых для транспортировки нефтепродуктов по трубодам, а также схемы обвязки ГПС можно найти в уже не раз упомянутой фундаментальной монографии [2].

Промежуточные перекачивающие станции располагаются по трассе нефтепродуктопровода с определенным

шагом, определяемым как гидравлическими, так и другими условиями. В зависимости от выполняемых технологических операций ППС могут быть наливными или просто перекачивающими.

На наливных ППС нефтепродукты не только перекачивают, но и осуществляют частичный отпуск потребителям или перевалку на другие виды транспорта, поэтому такие ППС имеют резервуарный парк, обеспечивающий выполнение указанных функций. Перекачка нефтепродуктов наливными ППС осуществляется через подключенные резервуары (на рис. 3 не показаны), когда нефтепродукт из трубопровода предыдущего участка подается сначала в резервуары ППС, а затем откачивается в следующий участок. В таких случаях соседние участки нефтепродуктопровода оказываются гидравлически не связанными друг с другом. Однако перекачка нефтепродуктов может осуществляться также по схеме «из насоса в насос», когда трубопровод предыдущего участка подает нефтепродукт непосредственно на линию всасывания ППС. В этом случае соседние участки гидравлически связаны друг с другом.

Промежуточные перекачивающие станции имеют в своем составе те же объекты, что и ГПС, но вместимость их резервуарных парков, как правило, значительно ниже, чем на ГПС. Схемы обвязки промежуточных перекачивающих станций и характеристику используемого оборудования можно найти в монографии [2]. Кроме того иногда применяются схемы перекачки «из насоса в насос» с подключенным резервуаром на ППС (когда расходы по участкам разные) или с частичным сбросом НП в резервуары ППС.

2.2.2. Конечный пункт нефтепродуктопровода

Конечные пункты нефтепродуктопроводов предназначены прежде всего для приемки нефтепродуктов из трубопровода, поэтому они имеют крупные резервуарные парки, причем для каждого сорта нефтепродуктов имеется как минимум по два резервуара (см. рис. 3).

Вторым назначением КП является отгрузка нефтепродуктов потребителям или перевалка на другие виды транспорта. Поскольку во многом процесс распределения нефтепродуктов имеет вероятностный характер, то резервуары КП имеют большую вместимость, чтобы компенсировать неравномерность работы самого трубопровода и отгрузки нефтепродуктов.

Третьим назначением КП является раскладка смеси транспортируемых нефтепродуктов, образующейся при их последовательной перекачке. Для этой цели на КП имеются так называемые смешевые резервуары, в которые принимают части смесей для последующей раскладки по исходным нефтепродуктам.

К основным объектам КП относятся также пункты налива автомобильных цистерн и железнодорожные наливные эстакады с комплексом необходимого оборудования, автоматики и т.п. [2, 3, 31].

2.2.3. Резервуары нефтепродуктопроводов

Резервуарные парки нефтепродуктопроводов формируются, главным образом, из вертикальных и горизонтальных стальных резервуаров.

Наиболее распространены вертикальные стальные резервуары (РВС) со стационарной крышей. Изготавли-

ются они из стальных листов размерами 1,5 на 6 м. Диаметры оснований составляют 40 м, высоты — до 20 м. Объемы таких резервуаров колеблются от 100 до 50 тыс. м³, толщина стенки — от 4 до 25 мм, максимальное избыточное давление над зеркалом нефтепродукта в них может быть не более 0,02 атм, а вакуум — не более 0,002 атм. Днище резервуаров покоится на песчаной подушке, щитовая кровля опирается на фермы, а у резервуаров большой вместимости — на центральную стойку.

Используют также вертикальные стальные резервуары с понтонами (РВСП). По конструкции эти резервуары аналогичны резервуарам РВС, так как имеют стационарную крышу. Отличие состоит в том, что поверхность нефтепродукта не открытая, а на ней плавает понтон, мембранный или синтетический, призванный уменьшить испарение нефтепродуктов. Этот понтон перемещается по направляющим трубам и имеет систему петельных или иных уплотнений.

В резервуарных парках ГПС и ППС применяют также вертикальные стальные резервуары с плавающей крышей (РВСПК), отличающиеся от РВС тем, что они не имеют стационарной крыши. Роль крыши исполняет пустотелый цилиндрический короб, плавающий поверх нефтепродукта, опускающийся вместе с ним вниз при опорожнении резервуара и поднимающийся вверх при заполнении резервуара нефтепродуктом.

Горизонтальные стальные резервуары (РГС) небольшого объема (до 100 м³) используют, как правило, для сбора утечек нефтепродуктов, однако существуют и большие емкости (до 10 тыс м³) для специального и, в частности, подземного хранения нефтепродуктов.

Существуют также другие типы резервуаров, в том числе железобетонные (ЖБР), описание которых можно найти в специальной литературе [2].

Резервуары для нефтепродуктов оборудуют дыхательными клапанами, протекторной защитой, системами пожаротушения, люками-лазами для обслуживания и ремонта, уровнемерами, приборами контроля и сигнализации и т.п. [2, 31].

2.2.4. Линейная часть нефтепродуктопроводов

Главным элементом линейной части нефтепродуктопроводной системы является сам трубопровод. Диаметры и толщины стенок нефтепродуктопроводов даны в табл. 2.1 [2].

Для линейной части нефтепродуктопроводов используют сварные (прямошовные и спиралешовные) и бесшовные горячекатаные и термообработанные стальные трубы диаметром от 219 до 426 мм, а также электросварные

Т а б л и ц а 2.1

Диаметр труб, мм		Толщина стенки, мм									
наружный	условный, Ду										
219	200	4	5	6	7						
273	250	4	5	6	7	8					
325	300	4	5	6	7	8	9				
377	350	4	5	6	7	8	9				
426	400	4	5	6	7	8	9	10			
529	500	5	6	7	8	9	10				

(с продольным или спиральным швом) трубы диаметром 529 мм из высокопрочных низколегированных и углеродистых сталей, способные выдерживать давление до 65 атм.

Помимо трубопровода и отводов от него, линейная часть нефтепродуктопроводов включает подводные переходы через естественные и искусственные преграды (реки, ручьи, овраги, железные и автомобильные дороги), запорные устройства, установки электрохимической защиты трубопровода от коррозии, системы технологической связи, сооружения линейной и диспетчерской служб, вольгтрассовые дороги и т.п. Подробное описание отдельных элементов линейной части магистральных нефтепродуктопроводов, а также характеристики отдельных ее элементов можно найти в монографии [2].

2.3. Реализация технологии последовательной перекачки нефтепродуктов

Последовательная перекачка нефтепродуктов осуществляется так называемыми *циклами*. Каждый цикл состоит из нескольких партий нефтепродуктов, выстроенных в определенной последовательности. При этом порядок следования выбирается таким, чтобы каждый нефтепродукт контактировал с двумя другими, наиболее близкими к нему по своим свойствам. Например, при последовательной перекачке бензинов и дизельных топлив в одну группу партий объединяют различные сорта бензинов, в другую — различные сорта дизельных топлив, причем внутри каждой группы также соблюдают строго определенную последовательность нефтепродуктов. Это делается для того, чтобы как можно больше снизить вероятность ухудшения качества транспортируемых топлив за счет их смешивания друг с другом.

Так, например, во многих случаях используется такая последовательность заправки нефтепродуктов в трубопровод [1, 3, 13, 35, 36]:

- дизельное топливо летнее Л-40 с температурой вспышки 40 °С;
- дизельное топливо летнее Л-62 с температурой вспышки 62 °С;
- дизельное топливо экспортное ДТэ;
- дизельное топливо летнее Л-62 с температурой вспышки 61 °С;
- дизельное топливо летнее Л-40 с температурой вспышки 40 °С;
- дизельное топливо зимнее З;
- топливо для реактивных двигателей ТС;
- дизельное топливо зимнее З;
- дизельное топливо летнее Л-40 с температурой вспышки 40 °С;
- керосин или топливо печное бытовое К;
- дизельное топливо летнее Л-40 с температурой вспышки 40 °С;
- бензин автомобильный А-76;
- бензин автомобильный А-80;
- бензин автомобильный Аи-92;
- бензин автомобильный А-80;
- бензин автомобильный А-76 и т.д. (рис. 4).

Последовательная заправка нефтепродуктов прямым контактированием осуществляется следующим образом. Из резервуаров ГПС в трубопровод закачивают нефтепродукт № 2 (например, дизельное топливо Л-40),

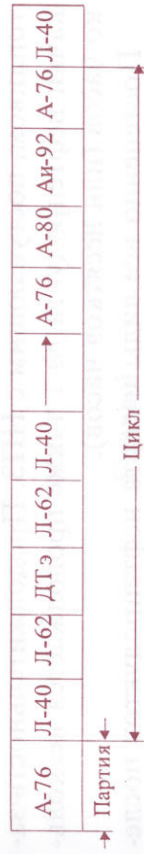


Рис. 4. Партии нефтепродуктов и их последовательность в цикле

партия которого вытесняет находящуюся перед ним партию нефтепродукта № 3 (например, Л-62), а та в свою очередь — нефтепродукта № 4 (например, ДТэ) и т.д. (см. рис. 3—4). Эта заправка продолжается от нескольких часов до нескольких суток в зависимости от ресурса нефтепродуктов или договоров на их поставку. При этом резервуары с нефтепродуктом № 1 постепенно опорожняются, в то время как резервуары, предназначенные для других нефтепродуктов, наполняются за счет подкачки топлива с нефтеперерабатывающего завода (НПЗ).

По мере опустошения резервуаров с нефтепродуктом № 2 готовятся к переходу на перекачку следующего нефтепродукта № 1 по установленному графику (см. рис. 4). Смена нефтепродукта на ГПС происходит в безостановочном режиме. Для этого на распределительном manifoldе резервуарного парка ГПС закрывают задвижки линии, подводящей в трубопровод нефтепродукт № 2, и одновременно с этим открывают задвижки линии, ведущей от резервуаров с нефтепродуктом № 1 к насосам ГПС и трубопроводу. После этого начинается заправка в трубопровод партии нефтепродукта № 1. При этом резервуары, предназначенные для нефтепродукта № 1, начинают постепенно опорожняться, в то время как резервуары с другими нефтепродуктами (в т. ч. и с нефтепродуктом № 2, перекачка которого была завершена) заполняются

топливом, поступающим с НПЗ. Продолжительность за-
качки нефтепродукта № 1 также продолжается несколько
часов (или десятков часов).

Постепенно все виды и сорта нефтепродуктов после-
довательно закачаны в трубопровод. Последним из них
был, например, автомобильный бензин А-76. От начала
процесса, за который условно был взят момент заправки
нефтепродукта № 2 (Л-40), прошло несколько дней или
недель. К этому времени резервуары с нефтепродуктом
№ 2 наполнились за счет поставок с завода и можно вновь
закачивать его в трубопровод, что знаменует начало
нового цикла последовательной перекачки (см. рис. 4).

Глава 3

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА СВЕТЛЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ

3.1. Смесеобразование в зоне контактирования последовательно движущихся партий нефтепродуктов

Как уже говорилось, последовательная перекачка неф-
тепродуктов позволяет организовать доставку многих
сортов топлива, используя для этой цели только один
трубопровод, причем в условиях его достаточно полной
загрузки. Однако при всех достоинствах эта технология
имеет характерный недостаток, состоящий в смесеобра-
зовании отдельных нефтепродуктов при их взаимном
вытеснении в трубопроводе.

Последовательная перекачка прямым контактирова-
нием получила свое название из-за того, что вытесняе-
мый и вытесняющий нефтепродукты непосредственно
контактируют друг с другом без какого бы то ни было
разделения. Поэтому сразу же возникает опасение, что
транспортируемые нефтепродукты перемешаются друг
с другом. Опасение это обоснованно — при вытеснении
одного нефтепродукта другим в местах контакта после-
довательно движущихся нефтепродуктов образуется неф-
те смесь, причем ее количество по мере продвижения неф-
тепродуктов вперед от начала трубопровода к его кон-
цу постоянно возрастает. Смесеобразование в зонах
контакта последовательно движущихся нефтепродуктов

является основным и главным недостатком этой технологии.

Если смешивание так называемых одноименных нефтепродуктов, например различных сортов бензина или различных сортов дизельного топлива, представляет сравнительно небольшую угрозу качеству нефтепродуктов, ибо нефтепродукты, относящиеся к одной группе топлив, в большей степени совместимы друг с другом, чем нефтепродукты, относящиеся к различным группам, то смешивание разноименных нефтепродуктов, например бензинов и дизельных топлив, бензинов и керосинов и т.д., представляет весьма серьезную угрозу их качеству, поскольку в ряде случаев даже малая примесь одного нефтепродукта в другом делает его непригодным к использованию. Так, например, смесь бензина и дизельного топлива не может быть использована ни в карбюраторных, ни в дизельных двигателях, то же можно сказать и о смеси бензина и керосина, дизельного топлива и керосина и т.д.

Конечно, можно спросить, почему бы для разделения разнородных нефтепродуктов не использовать какие-нибудь механические разделители — поршни, твердые или эластичные шары, жидкие или полужидкие разделительные пробки и т.п., которые наподобие подвижных перегородок, двигаясь вместе с потоком нефтепродукта в трубе, разделяли бы перекачиваемые нефтепродукты. Оказывается, однако, что эта достаточно простая идея наталкивается на существенные технические трудности, которые до сих пор не удалось преодолеть. Об этом будет сказано ниже.

Последовательная перекачка нефтепродуктов прямым контактированием получила повсеместное и широкое распространение благодаря тому, что количество смеси,

образующейся в зонах контакта последовательно движущихся партий, относительно невелико, так что при наличии больших партий транспортируемых топлив вся смесь может быть разложена по исходным нефтепродуктам с сохранением качества последних. Однако интенсивность смешивания и объем образующейся смеси зависят от режима транспортирования нефтепродуктов, от соблюдения технологического регламента перекачек, от знания физических причин, приводящих к смешиванию, а также от понимания основных закономерностей этого процесса.

3.2. Физические причины смешивания

Какие же причины и физические процессы, происходящие при последовательном вытеснении одного нефтепродукта другим, приводят к образованию и медленно, но постоянному возрастанию количества смеси?

Смесь, которая образуется в зоне контакта перекачиваемых нефтепродуктов при вытеснении одного из них другим, обусловлена объективными физическими процессами, присущими движению жидкости в трубопроводе.

Если бы контактирующие нефтепродукты вытесняли друг друга наподобие жестких стержней с плоской границей раздела между ними, то их смешение в зоне контактирования, разумеется, отсутствовало бы. Молекулярная диффузия одного нефтепродукта в другой, конечно, не в счет — она слишком мала, чтобы быть заметной. Дело в том, что нефтепродукты не есть твердые тела и вытеснение одного из них другим происходит неравномерно по сечению трубы. Скорости частиц жидкости в различных точках сечения трубопровода неодинако-

вы (рис. 5). У стенок трубопровода они равны нулю, а на его оси достигают максимального значения. Поэтому вытеснение одного нефтепродукта другим происходит более интенсивно в центре трубы, в то время как у стенок трубопровода оно замедленно. Каждое мгновение клин позади идущего нефтепродукта как бы внедряется в жидкость, идущую впереди, причем тем интенсивней, чем более вытянут вдоль оси профиль $\bar{u}(r)$ осредненных скоростей. Происходит, как говорят, конвекция (или *конвективная диффузия*) примеси одного нефтепродукта в другом вместе с перемещающимися друг относительно друга слоями жидкости.

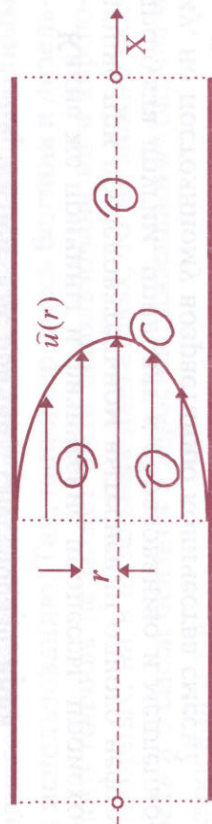


Рис. 5. Схема, иллюстрирующая процессы образования смеси в зоне контактирования нефтепродуктов

Однако неравномерность распределения в сечении трубопровода осредненных скоростей жидкости не является единственной причиной, ответственной за смешение нефтепродуктов в зоне их контактирования. Другим не менее важным фактором смешения является так называемая *турбулентная диффузия*.

Как правило, светлые нефтепродукты перекачивают в турбулентном режиме, при котором частицы жидкости движутся в трубе не параллельно его стенкам, а совершают хаотические турбулентные движения напоподобие того, как это можно видеть в дымовых струях,рываю-

щихся из труб ТЭЦ. В турбулентных потоках существует интенсивное перемешивание различных частиц по сечению трубы за счет пульсаций скорости и указанных хаотических движений отдельных частиц. Поэтому турбулентная диффузия, а именно так называют этот процесс, перемешивает клин вытесняющей и остатки вытесняемой жидкостей по сечению трубопровода, обеспечивая их более или менее однородное распределение в каждом сечении.

Тем не менее важно отметить, что концентрация каждого нефтепродукта в сечении трубопровода, хотя и близка к постоянному значению, но все же не равна ему — для вытесняющего нефтепродукта она всегда больше на оси трубы, чем у ее стенок, а для вытесняемого — она всегда меньше на оси трубы, чем у ее стенок. Благодаря этому в сечениях трубопровода происходит массообмен, обеспечивающий постоянный рост объема смеси.

На рис. 6 представлены кривые распределения концентрации (с) вытесняющей жидкости в зависимости от безразмерного расстояния r/R_0 до оси трубы (R_0 — радиус трубы), полученные проф. В. А. Юфимым в экспериментах с двумя взаиморастворимыми жидкостями (NaOH и H_2O), подтверждающие указанное выше положение [13].

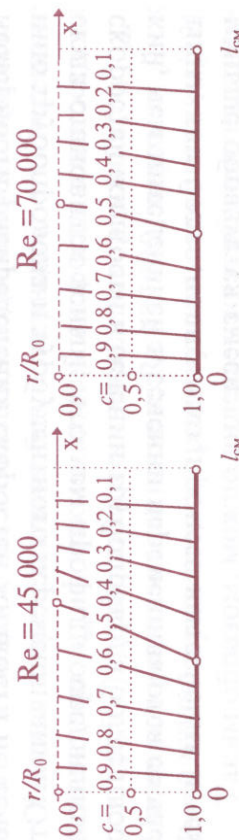


Рис. 6. Распределение концентрации (с) по поперечному сечению трубы

Таким образом, процесс смешения вытесняемого и вытесняющего нефтепродуктов происходит по следующей схеме: клин позади идущего нефтепродукта внедряется в нефтепродукт, идущий впереди, а процессы турбулентной диффузии размешивают внедрившуюся примесь по сечению трубы. При этом за счет того, что концентрация вытесняющего нефтепродукта на оси трубы больше, чем у его стенок, происходит постоянный перенос вытесняющего нефтепродукта вперед, в область, занятую вытесняемым нефтепродуктом. И наоборот, по той же причине происходит обратный перенос вытесняемого нефтепродукта назад, в область вытесняющего.

Эти два процесса неотделимы друг от друга. Они действуют постоянно и одновременно на протяжении всего времени вытеснения, определяя интенсивность продольного перемешивания, объем и длину возникающей смеси.

3.3. Главный фактор, определяющий интенсивность продольного перемешивания нефтепродуктов

Из сказанного в предыдущем параграфе следует, что смесеобразование в зоне контактирования нефтепродуктов происходит вследствие двух основных причин: неравномерности распределения скоростей жидкости по сечению трубопровода и турбулентного перемешивания. Отсюда становится ясным, что чем профиль осредненных скоростей жидкости в сечении трубопровода более плоский, чем интенсивней в сечении перемешиваются ее частицы, тем более полно идет процесс вытеснения и тем меньше образуется смеси.

Из гидравлики известно, что профиль скоростей жидкости в сечении трубопровода тем более плоский (равно-

мерный), чем более развита турбулентность, а значит, чем интенсивней ведется перекачка. Режим турбулентного течения жидкости в трубопроводе определяется, как известно, безразмерным числом Рейнольдса

$$Re = \frac{u_{cp} \cdot d}{\nu},$$

где $u_{cp} = 4Q/\pi d^2$ — средняя скорость перекачки; Q — расход перекачки; d — внутренний диаметр трубопровода; ν — кинематическая вязкость нефтепродукта. Поэтому, чем выше скорость перекачки, тем более развита турбулентность. Например, при скорости перекачки $u_{cp} = 1,5$ м/с бензина ($\nu = 0,6$ сСт) и дизельного топлива ($\nu = 9$ сСт) в трубопроводе с внутренним диаметром $d = 514$ мм числа Рейнольдса равны

$$Re_6 = \frac{1,5 \cdot 0,514}{0,6 \cdot 10^{-6}} = 1285000, \quad Re_d = \frac{1,5 \cdot 0,514}{9 \cdot 10^{-6}} = 85667,$$

соответственно. Это означает, что оба топлива перекачиваются в развитии турбулентном режиме, причем бензин — в области квадратичного трения, а дизельное топливо — в области так называемого *смешанного трения*.

На рис. 7 представлены безразмерные (т.е. отнесенные к значению u_{max} — максимальной скорости жидкости на оси трубы) турбулентные профили скорости $\hat{u}(r)/u_{max}$. Нижняя кривая относится к $Re = 23000$, верхняя — к $Re = 3200000$, средние — к промежуточным значениям [12].

Таким образом, можно видеть, что турбулентные профили располагаются значительно выше или, как говорят, более *заполнены*, чем ламинарные (на рис. 7 — пунктир-

ная кривая), причем степень их заполненности возрастает с увеличением числа Рейнольдса. Иными словами, турбулентные профили более плоские, чем ламинарные. В частности, такой важный показатель, как отношение максимальной скорости течения к средней, в развитом турбулентном режиме определяется равенством $u_{\max} \approx 1,5 + 1,25 \cdot u_{\text{ср}}$, в то время как в ламинарном течении максимальная скорость вдвое больше средней $u_{\text{ср}}$.

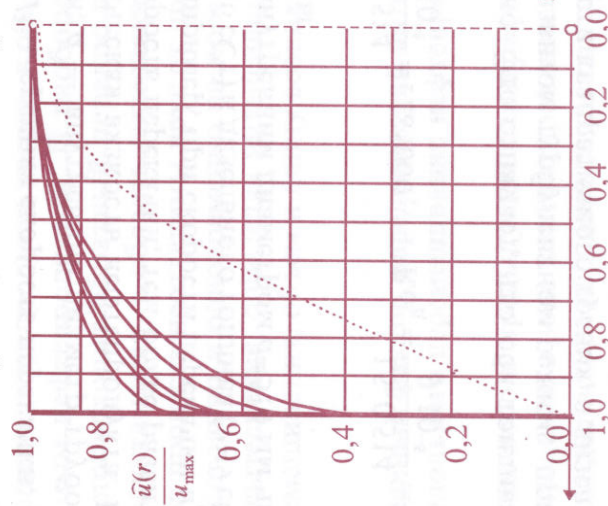


Рис. 7. Безразмерные профили осредненных скоростей жидкостей в турбулентных режимах

Это означает, что чем выше скорость перекачки, тем профиль скоростей более плоский и, следовательно, вытеснение одного нефтепродукта другим идет более полно. Кроме того, турбулентное перемешивание в сечении трубопровода при больших скоростях идет намного интенсивней, чем при малых, что способствует большему

выравниванию концентрации каждого нефтепродукта в сечении трубы и, значит, уменьшению смеси.

Таким образом, одним из главных факторов, определяющих интенсивность смесеобразования, является скорость, с которой ведется перекачка нефтепродуктов. В этом смысле турбулентный режим перекачки намного лучше ламинарного (где профиль скоростей необычайно вытянут вдоль оси, рис. 7).

Образно говоря, последовательная перекачка нефтепродуктов подобна переносу воды в дырявом сосуде: быстро двинешься — донесешь, медленно — рискуешь принести пустой сосуд. В данном случае при перекачке нефтепродуктов с низкими скоростями смеси образуется намного больше, чем при перекачке с высокими скоростями.

3.4. Распределение концентрации нефтепродуктов в смеси

Основным показателем того, что в зоне контактирования вытесняемого и вытесняющего нефтепродуктов образовалась смесь, является отличие свойств жидкости в пробах, взятых из трубопровода, от свойств каждого из перекачиваемых нефтепродуктов. Если речь идет о перекачке *разноплотных* нефтепродуктов (например, бензина и дизельного топлива), то характерным показателем их смешения является отличие плотности ρ_c смеси от плотностей ρ_1 и ρ_2 каждого из контактирующих нефтепродуктов. Однако речь может идти и о других, более тонких, показателях нефтепродуктов, как, например, *октановое число* при последовательной перекачке двух бензинов или *содержание серы* при последовательной перекачке двух дизельных топлив и т.д. В зоне контакта транс-

портируемых нефтепродуктов эти показатели плавно изменяются от одного значения до другого при переходе от партии вытесняемого нефтепродукта к партии вытесняющего, сама же область их изменения называется областью смеси.

Экспериментально доказано, что при смешении любых объемов V_1 и V_2 двух нефтепродуктов объем V_c их смеси с большой точностью равен сумме этих объемов, т.е. имеет место равенство

$$V_c = V_1 + V_2 \quad (3.1)$$

поэтому можно ввести так называемые *объемные концентрации* c_1 и c_2 каждого нефтепродукта в смеси:

$$c_1 = \frac{V_1}{V_c}, \quad c_2 = \frac{V_2}{V_c} \quad (3.2)$$

Это безразмерные числа $0 \leq c \leq 1$, показывающие, какую долю произвольного объема смеси составляют первый и второй нефтепродукты. Для этого достаточно объем V_c смеси умножить на концентрации соответствующих нефтепродуктов:

$$V_1 = c_1 \cdot V_c, \quad V_2 = c_2 \cdot V_c \quad (3.3)$$

Очевидно, что в силу (3.1) сумма концентраций нефтепродуктов в смеси равна единице:

$$c_1 + c_2 = 1 \quad (3.4)$$

Последнее равенство говорит о том, что для характеристики смеси двух нефтепродуктов достаточно ввести только одну концентрацию, например концентрацию c

вытесняющего нефтепродукта, $c = c_2$, поскольку концентрация c_1 вытесняемого нефтепродукта выражается как разность: $c_1 = 1 - c$. Если концентрация нефтепродукта в смеси равна 0, то речь идет о первом нефтепродукте, если она равна 1, то — о втором нефтепродукте.

Концентрация нефтепродукта, выраженная в процентах, называется *процентным содержанием* θ :

$$\theta = c \cdot 100\%$$

Например, концентрации 0,2 соответствует процентное содержание 20%; концентрации 0,453 — процентное содержание 45,3% и т.д. Сумма процентных содержаний нефтепродуктов в смеси равна 100%.

Для разнотемпературных нефтепродуктов концентрацию c можно выразить через плотность ρ_c смеси и плотности ρ_1 и ρ_2 каждого из контактирующих нефтепродуктов. Поскольку при их слиянии, помимо равенства (3.1), справедлив закон сохранения массы нефтепродуктов

$$M_c = M_1 + M_2,$$

то имеют место следующие соотношения:

$$\rho_c \cdot V_c = \rho_1 \cdot V_1 + \rho_2 \cdot V_2,$$

$$\rho_c = \rho_1 \cdot \frac{V_1}{V_c} + \rho_2 \cdot \frac{V_2}{V_c},$$

или

$$\rho_c = \rho_1 \cdot (1 - c) + \rho_2 \cdot c = \rho_1 + (\rho_2 - \rho_1) \cdot c.$$

Отсюда находим искомую связь:

$$c = \frac{\rho_c - \rho_1}{\rho_2 - \rho_1} \quad (3.5)$$

Пример. Плотность ρ_c смеси бензина и дизельного топлива в пробе нефтепродукта, взятого из трубы, равна 805 кг/м^3 . Определить процентные содержания бензина и дизельного топлива в смеси, если известно, что плотность бензина ρ_b равна 760 кг/м^3 , а плотность дизельного топлива ρ_d — 840 кг/м^3 .

Решение. Примем бензин за первый нефтепродукт, а дизельное топливо — за второй. По формуле (3.5) найдем концентрации нефтепродуктов в смеси:

$$c_b = \frac{\rho_c - \rho_d}{\rho_b - \rho_d} = \frac{805 - 840}{760 - 840} = 0,4375,$$

$$c_d = 1 - c_b = 0,5625.$$

Тогда процентное содержание бензина в смеси составляет $43,75\%$, а дизельного топлива — $56,25\%$.

Упражнения.

1. В смеси 30% бензина ($\rho_b = 735 \text{ кг/м}^3$) и 70% дизельного топлива ($\rho_d = 840 \text{ кг/м}^3$). Какова ее плотность?

Ответ: $808,5 \text{ кг/м}^3$.

2. Смешали 400 кг керосина ($\rho_k = 810 \text{ кг/м}^3$) и 100 кг дизельного топлива ($\rho_d = 835 \text{ кг/м}^3$). Какова плотность смеси?

Ответ: $814,9 \text{ кг/м}^3$.

3. Объем керосина в смеси равен 400 л , а дизельного топлива — 100 л . Какова плотность смеси, если плотности керосина и дизельного топлива равны 820 и 840 кг/м^3 , соответственно?

Ответ: 824 кг/м^3 .

4. В резервуар, содержащий 8000 м^3 бензина ($\rho_b = 735 \text{ кг/м}^3$), добавили 150 м^3 смеси ($\rho_c = 780 \text{ кг/м}^3$), образовавшейся при последовательной перекачке этого бензина с дизельным топливом ($\rho_d = 840 \text{ кг/м}^3$). Определить концентрацию примеси дизельного топлива в резервуаре.

Ответ: $0,008$.

5. Предельно допустимое содержание бензина ($\rho_b = 730 \text{ кг/м}^3$) в дизельном топливе ($\rho_d = 840 \text{ кг/м}^3$) составляет $0,2\%$. Какой максимальный объем смеси дизельного топлива с бензином ($\rho_c = 800 \text{ кг/м}^3$) можно добавить в резервуар с 12000 м^3 дизельного топлива?

Ответ: $66,3 \text{ м}^3$.

3.5. Математическое описание смешения нефтепродуктов при последовательной перекачке нефтепродуктов

При последовательной перекачке нефтепродуктов их концентрации изменяются как вдоль оси трубопровода, так и по поперечному сечению трубы (см. рис. 6). Однако последние изменения не так велики, поэтому представляют интерес так называемые *средние по сечению* концентрации нефтепродуктов, которые также будем обозначать буквой c , подчеркивая когда надо, что речь идет о тех или других. Средняя концентрация каждого нефтепродукта в смеси плавно изменяется от 0 до 1 , поэтому концентрация c есть функция от координаты x вдоль оси трубопровода и времени, прошедшего от начала процесса вытеснения:

$$c = c(x, t).$$

вблизи внутренней поверхности трубопровода впереди идущая жидкость задерживается и оказывается в зоне второго нефтепродукта. Турбулентные пульсации размешивают примесь каждого нефтепродукта в другом по сечению трубы, в результате чего возникает смесь, определяющая плавный переход от вытесняющего нефтепродукта к вытесняемому.

Введем величину $q(x, t)$, определяющую объемный расход вытесняющего нефтепродукта через произвольное сечение x трубопровода (напомним, в подвижной системе отсчета), так что за время dt через это сечение протекает объем $q(x, t) \cdot dt$ вытесняющего нефтепродукта.

Если рассмотреть два близко расположенных сечения x и $x + \Delta x$ в области смеси (рис. 9), то изменение ΔV объема вытесняющего нефтепродукта за время dt в области между этими сечениями равно:

$$\Delta V = q(x, t) \cdot dt - q(x + \Delta x, t) \cdot dt,$$

или

$$\Delta V = [q(x, t) - q(x + \Delta x, t)] \cdot dt = - \frac{\partial q}{\partial x} \cdot \Delta x dt. \quad (3.6)$$

С другой стороны, это же изменение можно записать следующим образом:

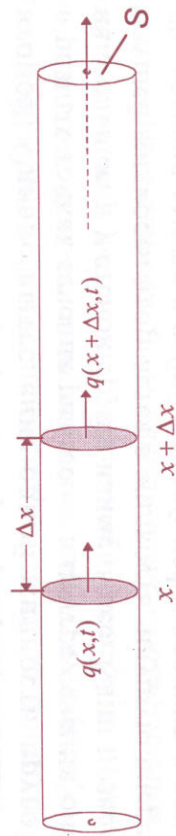


Рис. 9. К выводу уравнения объемного баланса

$$\Delta V \equiv \frac{\partial}{\partial t} [c(x, t) \cdot S \cdot \Delta x] \cdot dt, \quad (3.7)$$

где S — площадь поперечного сечения трубопровода.

Приравнявая (3.6) и (3.7), получаем дифференциальное уравнение объемного баланса вытесняющего нефтепродукта в смеси:

$$S \cdot \frac{\partial c(x, t)}{\partial t} + \frac{\partial q(x, t)}{\partial x} = 0. \quad (3.8)$$

Это уравнение отражает простой факт: изменение количества вытесняющего нефтепродукта в области между любыми сечениями трубопровода равно разности количеств этого нефтепродукта, втекающего через первое сечение и вытекающего через второе.

3.5.2. Интенсивность массообмена в области смеси

Для того чтобы решить дифференциальное уравнение (3.8), необходимо выявить закономерности массообмена нефтепродуктов в области смеси, т.е. указать связь объемного расхода $q(x, t)$ вытесняющего нефтепродукта (объемный расход вытесняемого нефтепродукта равен, очевидно, $U \cdot S - q(x, t)$ с параметрами распределения $c(x, t)$ концентрации в потоке.

На рис. 10 представлена схема массообмена в произвольном сечении области смеси. Суммарный расход жидкости через сечение x подвижной системы координат равен нулю, однако перегородки жидкости (смеси нефтепродуктов) слева направо и справа налево отличны от нуля;

они равны друг другу по величине, но противоположны по знаку. Перетекание смеси через сечение x слева направо с расходом w_1 происходит главным образом в центральной части трубы, в то время как перетекание смеси в обратном направлении, справа налево, имеет расход $w_2 = -w_1$ и происходит, главным образом, ближе к внутренней поверхности трубопровода.

Расход $w = w_1 = -w_2$ перетекания определяется профилем осредненных скоростей в интервале $0 \leq r \leq R_0$:

$$w = 2\pi \cdot \int_0^{R_0} [r \cdot \bar{u}(r) - U] dr. \quad (3.9)$$

Если принять, что профиль скоростей $\bar{u}(r)$ турбулентного течения имеет логарифмический вид [12]

$$\frac{\bar{u}(r) - u_{\max}}{v_*} = \frac{1}{\kappa} \cdot \ln\left(1 - \frac{r}{R_0}\right), \quad (3.10)$$

то из (3.9) и (3.10) вытекают следующие соотношения:

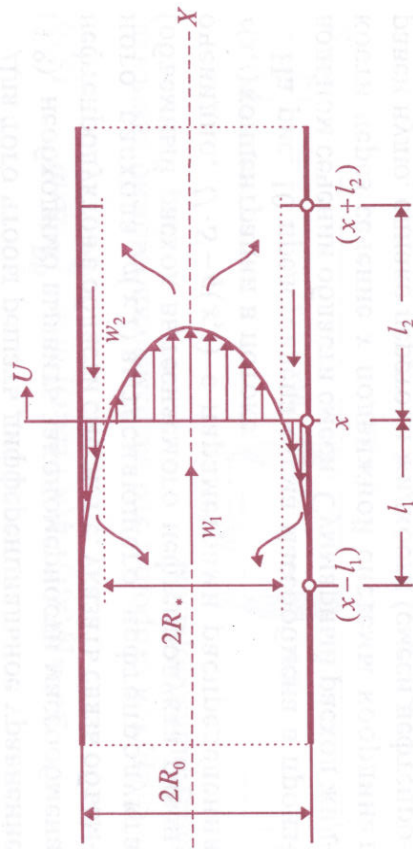


Рис. 10. Схема массообмена в области смеси

$$U = u_{\max} - 4,08 \cdot v_*; \quad R_* = 0,805 \cdot R_0, \quad w = 1,26 \cdot v_* \cdot S. \quad (3.11)$$

В них постоянная $\kappa \approx 0,4$ — называется *константой Кармана*, а v_* — *динамической скоростью*. Последняя выражается через касательное напряжение τ_{cr} трения на стенках трубы:

$$\tau_{cr} = \rho \cdot v_*^2, \quad v_* = \sqrt{\tau_{cr} / \rho}.$$

Поскольку $\tau_{cr} = \lambda / 8 \cdot \rho \cdot U^2$, где λ — коэффициент гидравлического сопротивления, то динамическая скорость связана с этим коэффициентом:

$$v_* = \sqrt{\frac{\lambda}{8}} \cdot U.$$

Подставляя выражение для v_* в (3.11), находим связь обменных перетоков w с расходом $Q = U \cdot S$ перекачки:

$$w = 1,26 \cdot \sqrt{\frac{\lambda}{8}} \cdot U \cdot S = 0,446 \cdot \sqrt{\lambda} \cdot Q. \quad (3.12)$$

Из полученной формулы следует, что расходы обменных перетоков сравнительно невелики. Так, например, при $\lambda = 0,022$ величина w составляет 0,066 $U \cdot S$, т.е. всего 6,6 % расхода перекачки.

Встречные перетоки жидкости переносят через сечение x подвижной системы отсчета как первый, так и второй нефтепродукты, однако средние концентрации c' и c'' в перетоках разные. Поэтому расход $q(x, t)$ вытесняющего нефтепродукта через сечение x дается выражением:

$$q(x, t) = w \cdot c' - w \cdot c'' = w \cdot (c' - c'').$$

В первом перетоке (слева направо) концентрация c' равна средней по сечению концентрации вытесняющего нефтепродукта на некотором расстоянии l_1 позади сечения x . Во втором перетоке (справа налево) концентрация c'' равна средней по сечению концентрации вытесняющего нефтепродукта на некотором расстоянии l_2 впереди сечения x . Длины l_1 и l_2 можно было бы назвать длинами путей перемешивания, они равны расстояниям, на котором турбулентная диффузия перемешивает вторгающуюся примесь по сечению трубопровода.

С точностью до малых более высокого порядка можно записать:

$$c' = c(x - l_1, t) \approx c(x, t) - l_1 \cdot \frac{\partial c}{\partial x}, \quad (3.13)$$

$$c'' = c(x + l_2, t) \approx c(x, t) + l_2 \cdot \frac{\partial c}{\partial x};$$

и далее

$$q(x, t) = -w \cdot (l_1 + l_2) \cdot \frac{\partial c}{\partial x}.$$

Подставляя сюда выражение w из (3.12), получаем:

$$q(x, t) = -0,446 \cdot \sqrt{\lambda} \cdot (l_1 + l_2) \cdot \frac{\partial c}{\partial x} \cdot U \cdot S,$$

или

$$q(x, t) = -K \cdot \frac{\partial c}{\partial x} \cdot S, \quad (3.14)$$

где

$$K = 0,446 \cdot \sqrt{\lambda} \cdot (l_1 + l_2) \cdot U. \quad (3.15)$$

Связь, выражающую пропорциональность объемного расхода $q(x, t)$ вытесняющего нефтепродукта градиенту $\partial c / \partial x$ его концентрации, называют *законом продольного перемешивания*, а входящий в него коэффициент K (m^2/c) — *эффективным коэффициентом продольного перемешивания*. Подробней об этом коэффициенте будет сказано ниже. Знак минус в формуле (3.14) показывает, что поток казодого нефтепродукта направлен от большей концентрации к меньшей, т.е. в сторону, противоположную градиенту его концентрации.

3.5.3. Дифференциальное уравнение продольного перемешивания в области контактирования нефтепродуктов

Подставляя выражение для объемного расхода $q(x, t)$ вытесняющего нефтепродукта через градиент его концентрации согласно закону (3.14) в уравнение (3.8) объемного баланса этого нефтепродукта в смеси, получаем следующее дифференциальное уравнение:

$$\frac{\partial c}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(K \frac{\partial c}{\partial x} \right). \quad (3.16)$$

В общем случае коэффициент K не является постоянным. Поскольку он зависит от структуры турбулентно-

го течения в трубопроводе, а она плавно меняется в области смеси (за счет изменения плотности и вязкости), то K может быть функцией концентрации и ее градиента.

Если же коэффициент K считать постоянным, то уравнение (3.16) сводится к хорошо известному уравнению типа теплопроводности

$$\boxed{\frac{\partial c}{\partial t} = K \frac{\partial^2 c}{\partial x^2}} \quad (3.17)$$

В данном случае это уравнение продольной диффузии. Оно является основным для описания распределения концентрации $c(x, t)$ нефтепродуктов в зоне их контактирования, а также для определения длины и объема образующейся смеси [36]. Напомним, что это уравнение справедливо в системе отсчета, движущейся со средней скоростью U перекачки.

3.6. Эффективный коэффициент продольного перемешивания

Количественная теория для расчета эффективного коэффициента продольного перемешивания K сводится к выяснению зависимости длин l_1 и l_2 перемешивания, входящих в формулу (3.15), от параметров, характеризующих турбулентный поток в трубе.

Английский механик Дж.Тейлор [39, 40], изучавший дисперсию примеси в турбулентном потоке жидкости в трубе, получил для коэффициента K следующую формулу:

$$K = 1,785 \cdot \sqrt{\lambda} \cdot U \cdot d, \quad (3.18)$$

которая, если сравнить ее с выражением (3.15), дает для суммы $(l_1 + l_2)$ длин перемешивания значение $4d$. Эта формула была выведена теоретическим путем для чисел Рейнольдса, больших чем $3 \cdot 10^4$.

Большинство других исследователей получали формулы для K путем обработки экспериментальных данных. Так, например, формула В.С.Яблонского — А.Ш.Асатурыана — И.Х.Хизгилова имеет вид [13]

$$K = \left(\frac{3000}{Re} + \frac{60,7}{Re^{0,455}} \right) \cdot U \cdot d, \quad (3.19)$$

а более поздняя формула А.Ш.Асатурыана — вид

$$K = 17,4 \cdot Re^{-0,33} \cdot U \cdot d. \quad (3.20)$$

Американский исследователь Ф. Сьенитцер, обрабатывая результаты промышленных испытаний на ряде нефтепродуктопроводов США, предложил полуэмпирическую формулу следующего вида [38]:

$$K = 1,32 \cdot 10^7 \left(\frac{\lambda}{4} \right)^{3,6} \left(\frac{L}{d} \right)^{0,141} \cdot U \cdot d. \quad (3.21)$$

Последняя формула включает эмпирический коэффициент, учитывающий поправку на расстояние L перекачки, чего, конечно, в теории быть не может, так как эффективный коэффициент продольного перемешивания определяется только параметрами турбулентности. Однако формула Сьенитцера дает результаты, наиболее близкие к наблюдаемым в промышленных условиях.

Строго говоря, все приведенные формулы справедливы для перекачки жидкостей с близкими вязкостями. Для последовательной перекачки нефтепродуктов это усло-

вие не всегда выполняется (например, вязкость дизельного топлива почти в 10 раз больше вязкости бензина), поэтому многие исследователи давали эмпирические рекомендации о вязкости, которую нужно брать в качестве расчетной. К этому вопросу мы вернемся ниже. Обзор методов и теорий нахождения коэффициента K содержится в [23].

3.7. Возникновение и рост смеси в зоне контакта двух нефтепродуктов

Приведем решение основной задачи, на которой базируются расчеты последовательной перекачки нефтепродуктов. Эта задача формулируется следующим образом:

в нефтепродуктопроводе, имеющем длину L и внутренний диаметр d , ведется последовательная перекачка двух нефтепродуктов, в которой нефтепродукт №2 вытесняет нефтепродукт №1 с постоянной скоростью U . В начальный момент времени ($t = 0$) нефтепродукты располагались так, что справа от начала координат в трубопроводе находился нефтепродукт №1 ($c = 0$), а слева от начала координат — нефтепродукт №2 ($c = 1$), при этом смесь между ними отсутствовала. Определить, как возникает и развивается смесь в зоне контакта нефтепродуктов, т.е. найти распределение $c(x, t)$ концентрации вытесняющего нефтепродукта и вычислить объем образующейся смеси.

Решение. Поместим начало отсчета подвижной системы координат на границу первоначального контакта нефтепродуктов. Тогда начальное условие для решения уравнения (3.17) будет выглядеть так:

$$\text{при } t = 0: \quad c(x, 0) = \begin{cases} 1, & \text{если } x \leq 0 \\ 0, & \text{если } x > 0 \end{cases} \quad (3.22)$$

Кроме того, имеются *краевые условия*: при $x \rightarrow +\infty$ $c=0$, при $x \rightarrow -\infty$ $c=1$. Последние означают, что вдали от области контакта концентрации нефтепродуктов остаются неизменными.

Из соображений размерности решение этой задачи для уравнения (3.17) должно зависеть не от двух переменных x и t отдельно, а только от одной их безразмерной комбинации

$$\xi = \frac{x}{\sqrt{Kt}}, \quad (3.23)$$

т.е. $c(x, t) = c(\xi)$, $[K] = m^2/c$.

Нетрудно проверить справедливость следующих соотношений:

$$\frac{\partial c}{\partial t} = \frac{dc}{d\xi} \cdot \frac{d\xi}{dt} = \frac{dc}{d\xi} \cdot \left(-\frac{x}{2t\sqrt{Kt}} \right) = -\frac{\xi}{2t} \frac{dc}{d\xi};$$

$$\frac{\partial c}{\partial x} = \frac{dc}{d\xi} \cdot \frac{1}{\sqrt{Kt}};$$

$$\frac{\partial^2 c}{\partial x^2} = \frac{d^2 c}{d\xi^2} \cdot \frac{1}{Kt}.$$

Подставляя эти соотношения в уравнение (3.17), получаем обыкновенное дифференциальное уравнение для определения функции $c = c(\xi)$:

$$-\frac{\xi}{2} \cdot \frac{dc}{d\xi} = \frac{d^2c}{d\xi^2}.$$

Общее решение этого уравнения находится двукратным интегрированием:

$$c(\xi) = A \cdot \int_0^{\xi} e^{-\alpha^2/4} d\alpha + B, \quad (3.24)$$

где A и B — постоянные интегрирования.

Для нахождения постоянных интегрирования используем граничные условия задачи. Во-первых, при $x \rightarrow +\infty$ $\xi \rightarrow +\infty$ и $c \rightarrow 0$; во-вторых, при $x \rightarrow -\infty$ $\xi \rightarrow -\infty$ и $c \rightarrow 1$. Следовательно, A и B удовлетворяют системе линейных уравнений

$$0 = A \cdot \int_0^{\infty} e^{-\alpha^2/4} d\alpha + B,$$

$$1 = A \cdot \int_0^{\infty} e^{-\alpha^2/4} d\alpha + B.$$

Имеют место тождества:

$$\int_0^{\infty} e^{-\alpha^2/4} d\alpha = 2 \int_0^{\infty} \int_0^{\infty} e^{-\beta^2} d\beta = 2 \cdot \frac{\sqrt{\pi}}{2} = \sqrt{\pi},$$

$$\int_0^{\infty} e^{-\alpha^2/4} d\alpha = - \int_0^{\infty} e^{-\alpha^2/4} d\alpha = -\sqrt{\pi},$$

учет которых позволяет найти A и B :

$$A = -\frac{1}{2\sqrt{\pi}}; \quad B = \frac{1}{2}.$$

Теперь решение (3.24) можно записать в следующем виде:

$$c(\xi) = \frac{1}{2} \left(1 - \frac{1}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\xi} e^{-\alpha^2/4} d\alpha \right).$$

Сделаем замену переменного $\beta = -\alpha/2$, получим

$$c(\xi) = \frac{1}{2} \left(1 - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\xi/2} e^{-\beta^2} d\beta \right).$$

Наконец, запишем решение задачи в окончательном виде:

$$c(x, t) = \frac{1}{2} \left(1 - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^{x/\sqrt{4Kt}} e^{-\beta^2} d\beta \right). \quad (3.25)$$

Для всех $x > 0$ при $t \rightarrow 0$ параметр $x/\sqrt{4Kt} \rightarrow \infty$, интеграл в скобках стремится к $\sqrt{\pi}/2$, $c \rightarrow 0$. Аналогично для всех $x < 0$ при $t \rightarrow 0$ интеграл в скобках стремится к $-\sqrt{\pi}/2$, $c \rightarrow 1$. Следовательно, начальные условия (3.22) выполнены.

Стоящая в круглых скобках функция часто встречается в задачах статистики, называется «эрфико» и записывается как $\text{erfc } Z$:

$$\text{erfc } Z = 1 - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^Z e^{-\beta^2} d\beta.$$

Ее график представлен на рис. 11. Для вычисления значений функции $\text{erfc } Z$ имеются подробные таблицы [32].

С помощью этой функции решение задачи записывается более кратко:

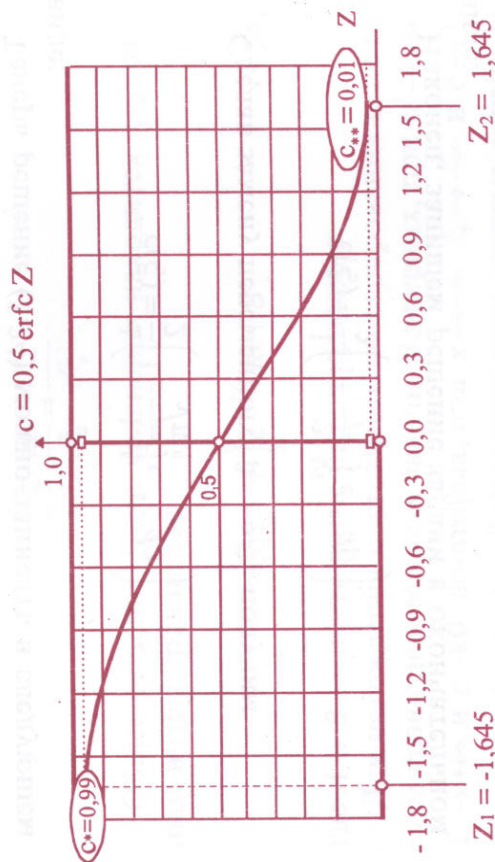


Рис. 11. График функции $c = 0,5 \operatorname{erfc} Z$; Z_1 — точка, в которой $c = 0,99$; Z_2 — точка, в которой $c = 0,01$.

$$c(x, t) = 0,5 \cdot \operatorname{erfc} \left(\frac{x}{\sqrt{Kt}} \right). \quad (3.26)$$

На рис. 12 показано, как меняется концентрация вытесняющего нефтепродукта в зависимости от координаты x в подвижной системе отсчета для различных моментов времени. В начальный момент времени $t=0$ она имеет вид «ступеньки»: слева $c = 1$, справа $c = 0$. Затем при $t > 0$ появляется зона плавного перехода от концентрации 1 к концентрации 0, которая с ростом времени t постепенно расширяется.

Однако теоретическая кривая имеет два характерных недостатка.

Первый из них состоит в том, что в рамках принятой модели получается так, будто смесь нефтепродуктов

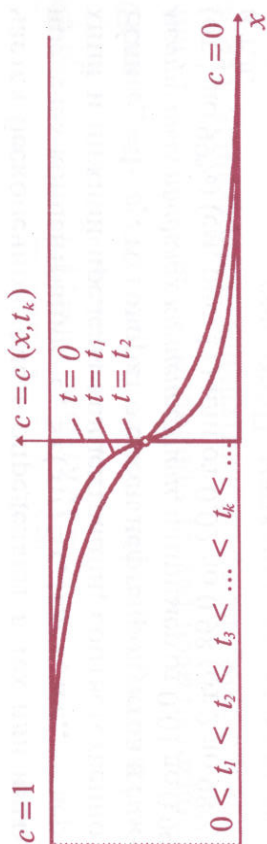


Рис. 12. Распределения концентрации вытесняющего нефтепродукта в смеси для различных моментов времени

мгновенно распространяется на всю область трубопровода от $-\infty$ до $+\infty$. Конечно, эффект этот является результатом несовершенства модели, однако стремление концентрации к 1 слева и к 0 справа происходит так быстро, что зона, в которой происходит переход от одного нефтепродукта к другому, имеет практически ограниченные размеры.

Второй недостаток состоит в том, что кривая распределения концентрации вытесняющего нефтепродукта оказывается симметричной, хотя практика показывает, что она имеет небольшую асимметрию и зависит от порядка следования нефтепродуктов [23]. Однако эта асимметрия в большинстве случаев невелика и, как показывает та же практика, найденное распределение достаточно хорошо согласуется с наблюдаемым в трубопроводах.

3.8. Длина и объем области смеси нефтепродуктов

Область смеси нефтепродуктов определяют как область, в которой концентрации нефтепродуктов отличны от 0 и 1, т.е. $0 < c(x, t) < 1$. В силу отмеченного выше недостатка модели, согласно которой область смеси полу-

чается бесконечной, смесь определяют в тех или иных пределах концентрации: $c_{**} \leq c(x, t) \leq c_*$, где c_* и c_{**} — верхний и нижний пределы концентрации, соответственно. Если $c_{**} = 1 - c_*$, то говорят о смеси нефтепродуктов в *симметричных пределах концентрации*, например от 0,01 до 0,99 (от 1 до 99%) (см. рис. 11) или от 0,02 до 0,98 (от 2 до 98%) и т.д.

Пусть для определенности речь идет о смеси в симметричных пределах концентрации. Разрешив уравнение

$$0,5 \cdot \operatorname{erfc} Z = c_{**}$$

относительно Z , найдем

$$Z_2 = \operatorname{erfc}^{(-1)}(2c_{**}) \quad (3.27)$$

где символ $\operatorname{erfc}^{(-1)}$ означает, что берется функция, обратная функции $\operatorname{erfc} Z$ (см. рис. 11). Для некоторых пределов концентрации c_{**} значения Z_2 приведены в табл. 3.1.

Учитывая, что $Z = x/\sqrt{4Kt}$, находим область смеси в симметричных пределах концентрации:

$$Z_2 = \frac{l_c/2}{\sqrt{4Kt}} = \operatorname{erfc}^{(-1)}(2c_{**})$$

Таблица 3.1

c_{**}	Z_2
0,01	1,645
0,02	1,452
0,04	1,238
0,05	1,163
0,07	1,044
0,10	0,906

или

$$l_c = 4\sqrt{Kt} \cdot \operatorname{erfc}^{(-1)}(2c_{**}) \quad (3.28)$$

Из этой формулы следует, в частности, что длина l_c области смеси растет пропорционально \sqrt{t} , т.е. корню квадратному из продолжительности перекачки. Темпы роста смеси неодинаковы. Поскольку

$$\frac{dl_c}{dt} = 2\sqrt{\frac{K}{t}} \cdot \operatorname{erfc}^{(-1)}(2c_{**}),$$

то видно, что с ростом времени t скорость увеличения смеси постепенно убывает. Наибольшая она в начале перекачки, когда градиенты концентрации велики, но потом образовавшаяся смесь играет роль буфера между исходными нефтепродуктами, и скорость вовлечения новых порций нефтепродуктов в смесь уменьшается (рис. 13).

Для многих приложений длину области смеси определяют в пределах концентрации от 0,01 до 0,99, т.е. от 1 до

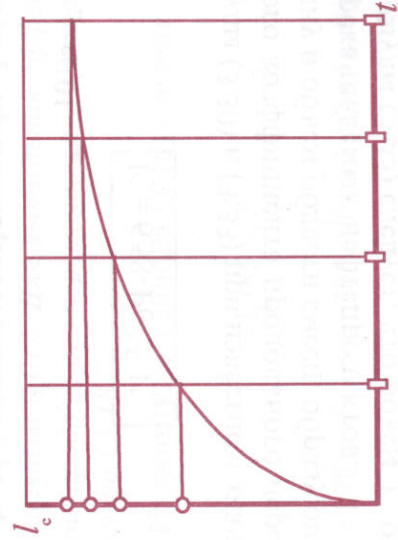


Рис. 13. График, иллюстрирующий темпы роста смеси в зависимости от продолжительности перекачки

99%. В этом случае $Z_2 = 1,645$, и формула для длины области смеси имеет вид

$$l_c = 6,58 \cdot \sqrt{Kt}. \quad (3.29)$$

Если интересуются длиной области смеси при подходе ее середины к концу трубопровода, т.е. при $t = L/U$, то

$$l_c = 6,58 \cdot \sqrt{K \cdot \frac{L}{U}} = 6,58 \cdot \text{Pe}^{-0.5} \cdot L, \quad (3.30)$$

где Pe — так называемое безразмерное число Пекле:

$$\text{Pe} = \frac{UL}{K}. \quad (3.31)$$

Объем V_c области смеси в симметричных пределах концентрации находится по формуле

$$V_c = l_c \cdot S = 4 \operatorname{erfc}^{(-1)}(2c_{**}) \cdot \text{Pe}^{-0.5} \cdot V_{\text{тр}}, \quad (3.32)$$

или для $c_{**} = 0,01$

$$V_c = 6,58 \cdot \text{Pe}^{-0.5} \cdot V_{\text{тр}}. \quad (3.33)$$

Формулы (3.30) и (3.33) при известном значении K эффективного коэффициента продольного перемешивания дают длину и объем области смеси, образующейся в кон- такте перекачиваемых нефтепродуктов.

Из формулы (3.33) следует, что объем V_c области смеси увеличивается по мере увеличения расстояния L пере- качки:

$$V_c = 6,58 \cdot S \cdot \sqrt{\frac{K}{U}} \cdot \sqrt{L}. \quad (3.34)$$

В теоретических моделях, в которых коэффициент K не зависит от протяженности трубопровода, объем сме- си пропорционален \sqrt{L} , т.е. корню квадратному из рас- стояния, пройденного серединой зоны смеси. Это озна- чает, что если на первых 100 км трубопровода образо- вался объем смеси $V_{c,0}$ м³, то на вторых 100 км образуется $\sqrt{2} \cdot V_{c,0} = 1,41 \cdot V_{c,0}$ м³, на третьих — $\sqrt{3} \cdot V_{c,0} = 1,73 \cdot V_{c,0}$ м³, на четвертых — $\sqrt{4} \cdot V_{c,0} = 2 \cdot V_{c,0}$ м³ смеси и т.д., т.е. темпы ро- ста смеси по мере ее продвижения от начала к концу тру- бопровода неодинаковы: сначала они самые большие, но потом постепенно уменьшаются.

Пример. Определить длину и объем области смеси, обра- зующейся в зоне контакта двух автомобильных бензинов А-80 и Аи-92 при их последовательной перекачке по трубо- проводу с внутренним диаметром 514 мм и протяженнос- тью 700 км. Коэффициент λ гидравлического сопротивле- ния принять равным 0,017. Для вычисления эффективного коэффициента продольного перемешивания K использовать формулу Тейлора (3.18).

Решение. Из формулы Тейлора (3.18) следует:

$$\frac{K}{Ud} = 1,785 \cdot \sqrt{\lambda},$$

$$\text{или } \frac{K}{U} = 1,785 \cdot \sqrt{\lambda} \cdot d = 1,785 \cdot \sqrt{0,017} \cdot 0,514 \approx 0,12 \text{ м.}$$

Для вычисления объема смеси используем форму- лу (3.34):

$$V_c = 6,58 \cdot S \cdot \sqrt{\frac{K}{U}} \cdot \sqrt{L} = 6,58(314 \cdot 0,514^2 / 4) \sqrt{0,12 \cdot \sqrt{700000}} \approx 396 \text{ м}^3.$$

Длина области смеси находится делением полученного результата на S :

$$l_c = \frac{V_c}{S} = \frac{396}{314 \cdot 0,514^2 / 4} \approx 1910 \text{ м, или } \approx 1,9 \text{ км.}$$

Следует, однако, заметить, что формула Тейлора дает несколько заниженные результаты по сравнению с теми, которые наблюдаются на практике. Поэтому для расчета объема смеси в промышленных трубопроводах используется другая формула, а именно, формула Сьенитцера (3.21). Подставленная в (3.34), она дает для объема смеси V_c следующее выражение:

$$V_c \approx 2000 \cdot \lambda^{1,8} \cdot \left(\frac{d}{L} \right)^{0,43} \cdot V_{\text{тр}}. \quad (3.35)$$

При перекачке «одноименных» нефтепродуктов, например двух сортов бензина или двух сортов дизельного топлива и т.п., т.е. нефтепродуктов, плотности и вязкости которых мало отличаются друг от друга, эта формула дает результаты, весьма близкие к наблюдаемым на практике.

Так, например, для исходных данных предыдущего примера формула (3.35) дает

$$V_c = 2000 \cdot 0,017^{1,8} \cdot \left(\frac{0,514}{700000} \right)^{0,43} \cdot \frac{314 \cdot 0,514^2}{4} \cdot 700000 \approx 436,6 \text{ м}^3,$$

что на 40 м³ больше, чем получается по формуле Тейлора.

Для последовательной перекачки нефтепродуктов, отличающихся плотностями и вязкостями, проф. В.И.Ма-

рон предложил модифицировать формулу Сьенитцера следующим образом:

$$V_c = 1000 \cdot (\lambda_1^{1,8} + \lambda_2^{1,8}) \cdot \left(\frac{d}{L} \right)^{0,43} \cdot V_{\text{тр}}, \quad (3.36)$$

т.е. вычислять объем смеси сначала по параметрам перекачки первого нефтепродукта (субиндекс 1), потом — второго (субиндекс 2) и брать среднее арифметическое полученных результатов [13, 23].

Входящие в формулу (3.36) коэффициенты гидравлического сопротивления λ вычисляются согласно правилам гидравлики. Для этого можно использовать, например, универсальную формулу А.Д.Альтшуля

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{\Delta}{d} + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{1/4}, \quad (3.37)$$

в которой Δ — абсолютная шероховатость внутренней поверхности трубопровода; $\text{Re} = Ud/\nu$ — число Рейнольдса; ν — кинематическая вязкость нефтепродукта.

Пример. Определить длину и объем области смеси, образующейся в зоне контакта автомобильного бензина А-76 ($\rho_1 = 738 \text{ кг/м}^3$, $\nu_1 = 0,6 \text{ сСт}$) и дизельного топлива Л-40 ($\rho_2 = 840 \text{ кг/м}^3$, $\nu_2 = 9,0 \text{ сСт}$) при их последовательной перекачке по трубопроводу с внутренним диаметром 514 мм и протяженностью 700 км. Шероховатость внутренней поверхности нефтепродуктопровода — 0,25 мм. Расход перекачки $Q = 1100 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Решение. Сначала рассчитываем скорость перекачки:

$$U = \frac{Q}{S} = \frac{4 \cdot 1100}{3600 \cdot 314 \cdot 0,514^2} \approx 1,47 \text{ м/с.}$$

Затем находим числа Рейнольдса:

$$Re_1 = \frac{147 \cdot 0,514}{0,6 \cdot 10^{-6}} = 1259300; \quad Re_2 = \frac{147 \cdot 0,514}{9 \cdot 10^{-6}} = 83953.$$

Вычисляем коэффициенты гидравлического сопротивления:

$$\lambda_1 = 0,11 \cdot \left(\frac{0,25}{514} + \frac{68}{1259300} \right)^{1/4} = 0,0168;$$

$$\lambda_2 = 0,11 \cdot \left(\frac{0,25}{514} + \frac{68}{83953} \right)^{1/4} = 0,0209.$$

Рассчитываем объем смеси:

$$V_c = 1000 \cdot (0,0168^{1,8} + 0,0209^{1,8}) \cdot \left(\frac{0,514}{700000} \right)^{0,43} \times \frac{3,14 \cdot 0,514^2}{4} \cdot 700000 \approx 530 \text{ м}^3$$

Рассчитываем длину смеси:

$$l_c = \frac{V_c}{S} = \frac{530}{3,14 \cdot 0,514^2 / 4} = 2556 \text{ м, или } \approx 2,56 \text{ км.}$$

Упражнения.

1. По нефтепродуктопроводу $L=750$ км, $D=530$ мм, $\delta=8$ мм, $\Delta=0,25$ мм) ведется последовательная перекачка бензина ($\rho_6 = 730$ кг/м³; $v_6 = 0,6$ сСт) и дизельного топлива ($\rho_d = 840$ кг/м³; $v_d = 9$ сСт) с расходом 1100 м³/ч. Определить объем смеси, образующейся в каждом контакте

партий этих нефтепродуктов, в пределах концентрации 0,01—0,99.

Ответ: 554 м³.

2. По нефтепродуктопроводу ($L=650$ км, $D=325$ мм, $\delta=7$ мм, $\Delta=0,2$ мм) ведется последовательная перекачка бензина ($\rho_6 = 735$ кг/м³; $v_6 = 0,6$ сСт) и дизельного топлива ($\rho_d = 840$ кг/м³; $v_d = 9$ сСт) с расходом 400 м³/ч. Определить объем смеси, образующейся в каждом контакте партий этих нефтепродуктов, в пределах концентрации 0,01—0,99.

Ответ: 275 м³.

3. По нефтепродуктопроводу ($L=420$ км, $D=377$ мм, $\delta=7$ мм, $\Delta=0,19$ мм) ведется последовательная перекачка бензина ($\rho_6 = 730$ кг/м³; $v_6 = 0,8$ сСт) и дизельного топлива ($\rho_d = 840$ кг/м³; $v_d = 10$ сСт) с расходом 500 м³/ч. Определить объем смеси, образующейся в каждом контакте партий этих нефтепродуктов, в пределах концентрации 0,01—0,99.

Ответ: 193 м³.

4. Во сколько раз увеличится объем смеси, образующейся при последовательной перекачке бензина ($v_6 = 0,6$ сСт) и дизельного топлива ($v_d = 8$ сСт), если расход перекачки снизится с 1200 до 800 м³/ч?

Ответ: в 1,078 раз.

5. Расход перекачки в нефтепродуктопроводе ($d=311$ мм, $\varepsilon=\Delta/d=0,0002$) увеличился с 140 до 300 м³/ч. Во сколько раз уменьшится объем смеси бензина ($v_6 = 0,8$ сСт) с дизельным топливом ($v_d = 8$ сСт) при их последовательной перекачке?

Ответ: в 1,328 раз.

3. 9. Метод эквивалентных длин

Формулы (3.33) — (3.36) пригодны для вычисления объема смеси нефтепродуктов в трубопроводе постоянного диаметра. Если же трубопровод состоит из участков труб с различными диаметрами, эти формулы должны быть усовершенствованы. Одним из приближенных методов, позволяющих сделать такое усовершенствование, является метод эквивалентных длин, предложенный К. Д. Фроловым.

Прежде всего отметим, что объем смеси нефтепродуктов в трубопроводе *не равен* сумме объемов смеси, образующейся на отдельных участках.

Пусть, например, нефтепродуктопровод состоит из n участков труб с различными диаметрами d_k и протяженностями L_k (рис. 14). Запишем формулу (3.36) в следующем виде:

$$V_c = A(U, d) \cdot L^{0.57}, \quad (3.38)$$

где коэффициент $A(U, d)$ зависит только от скорости перекачки U и внутреннего диаметра d :

$$A(U, d) = 1000 \cdot (\lambda_1^{1.8} + \lambda_2^{1.8}) \cdot \frac{\pi \cdot d^{2.43}}{4}. \quad (3.39)$$

Этот коэффициент имеет свое собственное значение для каждого участка нефтепродуктопровода $A_k = A(U_k, d_k)$.



Рис. 14. Нефтепродуктопровод, состоящий из труб с разным внутренним диаметром

Если в трубопроводе отсутствуют сбросы и подкачки нефтепродуктов, то скорости U_k перекачки и диаметры d_k отдельных участков связаны соотношениями:

$$U_1 \cdot d_1^2 = U_2 \cdot d_2^2 = U_3 \cdot d_3^2 = \dots = const, \quad U_k = \frac{Q}{(\pi \cdot d_k^2 / 4)},$$

где Q — объемная производительность перекачки.

Объем $V_{c,1}$ смеси, образующейся к концу первого участка, находится по формуле (3.38):

$$V_{c,1} = A_1 \cdot L_1^{0.57}.$$

Поставим вопрос, какова должна быть эквивалентная длина $L_{3,1}$ трубопровода с диаметром и скоростью перекачки, равными диаметру и скорости перекачки во втором участке, чтобы в нем образовался такой же объем смеси $V_{c,1}$, как в конце первого участка? Ответ найдем из той же формулы (3.38):

$$L_{3,1} = \left(\frac{V_{c,1}}{A_2} \right)^{1/0.57}.$$

Объем $V_{c,2}$ смеси в конце второго участка нефтепродуктопровода вычисляется как объем смеси в трубопроводе с диаметром d_3 и скоростью перекачки U_3 , но с протяженностью, равной $(L_2 + L_{3,1})$:

$$V_{c,2} = A_2 \cdot \left[L_2 + \left(\frac{V_{c,1}}{A_2} \right)^{1/0.57} \right]^{0.57} = (L_1 A_1^{1/0.57} + L_2 A_2^{1/0.57})^{0.57}.$$

Теперь найдем эквивалентную длину $L_{3,2}$ трубопровода с диаметром d_3 и скоростью перекачки U_3 к концу ко-

торого образуется столько же смеси, сколько ее образовалось к концу второго участка, т.е. $V_{c,2}$:

$$L_{3,2} = \left(\frac{V_{c,2}}{A_3} \right)^{1/0,57}$$

Тогда объем $V_{c,3}$ смеси, образующейся к концу третьего участка, находится как объем смеси в трубопроводе с диаметром d_3 и скоростью перекачки U_3 , но с протяженностью, равной $(L_3 + L_{3,2})$:

$$V_{c,3} = A_3 \cdot \left[L_3 + \left(\frac{V_{c,2}}{A_3} \right)^{1/0,57} \right] = (L_1 A_1^{1/0,57} + L_2 A_2^{1/0,57} + L_3 A_3^{1/0,57})^{0,57}$$

Нетрудно видеть общую закономерность зависимости объема смеси от параметров участков нефтепродуктопровода. Она имеет вид:

$$V_{c,n} = \sum_{k=1}^{k=n} (L_k A_k^{1/0,57})^{0,57} \quad (3.40)$$

Эта формула может использоваться для расчета объема смеси в трубопроводе, состоящем из участков труб с разными диаметрами.

Пример. По нефтепродуктопроводу, состоящему из двух участков труб с различным диаметром: первый ($L_1 = 450$ км, $d = 514$ мм, $\Delta = 0,25$ мм) и второй ($L_2 = 350$ км, $d = 361$ мм, $\Delta = 0,2$ мм), ведется последовательная перекачка бензина ($\rho_6 = 730$ кг/м³, $v_6 = 0,6$ с/см) и дизельного топлива ($\rho_a = 840$ кг/м³, $v_a = 9,0$ с/см) с расходом $Q_1 = 1100$ м³/ч по первому участку и $Q_2 = 600$ м³/ч — по второму. Определить

объем смеси, образующейся в конце нефтепродуктопровода в каждом контакте партий.

Решение. Сначала вычисляется $V_{c,1}$ объем смеси, образующейся на первом участке:

$$\lambda_6 = 0,0169, \lambda_a = 0,0209;$$

$$V_{cp,1} = (\pi \cdot d_1^2 / 4) \cdot L_1 = 93326 \text{ м}^3, d_1 / L_1 = 1142 \cdot 10^{-6},$$

$$(d_1 / L_1)^{0,43} = 0,002785;$$

$$V_{c,1} = 10^3 \cdot (0,0169^{1,8} + 0,0209^{1,8}) \cdot 0,002785 \cdot 93326 = 414 \text{ м}^3;$$

Затем находится эквивалентная длина $L_{3,1}$ фиктивного трубопровода диаметром $d_2 = 0,361$ мм, при перекачке по которому с расходом 600 м³/ч образовалось бы такое же количество смеси, как и в конце первого участка, т.е. 414 м³.

Для этого вычисляем коэффициент A_2 :

$$A_2(d_2, U_2) = 10^3 \cdot (\lambda_{62}^{1,8} + \lambda_{a2}^{1,8}) \cdot (\pi \cdot d_2^{2,43} / 4)$$

$$\lambda_6 = 0,0174, \lambda_a = 0,0220;$$

$$A_2 = 0,1135383.$$

Затем вычисляем эквивалентную длину $L_{3,1}$:

$$L_{3,1} = (V_{c,1} / A_2)^{1/0,57} = (414 / 0,1135383)^{1/0,57} = 1773673 \text{ м}.$$

Вычисляем объем $V_{c,2}$ смеси к концу второго участка трубопровода:

$$V_{c,2} = A_2 \cdot (L_2 + L_{3,1})^{0,57} = 0,1135383 \cdot (350000 + 1773673)^{0,57} \approx 458,8 \text{ м}^3.$$

Таким образом, объем смеси на втором участке увеличился всего на 44,8 м³ по отношению к объему 414 м³ смеси в конце первого участка.

3.10. Первичная технологическая смесь

Переход с перекачки одного нефтепродукта на перекачку другого осуществляется в безостановочном режиме, поэтому при переключении резервуаров на головной перекачивающей станции в трубопровод в течение некоторого промежутка времени (3÷7 мин) поступают оба нефтепродукта и в нем образуется так называемая *первичная технологическая смесь*. Так, например, в 500-мм нефтепродуктопроводе при расходе 1000 м³/ч за 5 мин переключения резервуаров образуется около 80 м³ первичной смеси при общем ее количестве в 550-600 м³ на расстоянии 700 км.

Формула (3.36) не учитывает первичной технологической смеси в зоне контакта перекачиваемых партий в начальный момент времени, поскольку была получена как решение уравнения (3.17) с начальными условиями (3.22) типа «ступеньки», моделирующими *мгновенный* переход от перекачки одного нефтепродукта к перекачке другого. Если же в начальный момент времени $t=0$ между партиями нефтепродуктов существовала уже сформировавшаяся зона смеси, распределение концентрации в которой имеет вид

$$c(x,0) = \varphi(x), \quad \varphi(0) = 1, \quad \varphi(l_n) = 0, \quad \text{при } 0 < x < l_n,$$

где l_n — длина области первичной технологической смеси, то начальными условиями для уравнения (3.17) должны быть взяты условия:

$$c(x,0) = \begin{cases} 1, & \text{при } x \leq 0; \\ \varphi(x), & \text{при } 0 < x < l_n, \\ 0, & \text{при } x \geq l_n \end{cases} \quad (3.41)$$

отражающие этот факт.

Из теории известно, что решение уравнения типа *теплопроводности* (3.17) с начальным распределением может быть записано в виде

$$c(x,t) = \frac{1}{2\sqrt{\pi Kt}} \cdot \int_{-\infty}^{+\infty} \exp\left[-\frac{(x-\eta)^2}{4Kt}\right] \cdot c(\eta,0) d\eta, \quad (3.42)$$

поэтому, подставив сюда начальное распределение концентрации согласно (3.41), получим интересующее нас распределение концентрации вытесняющего нефтепродукта в смеси в произвольный момент времени t :

$$c(x,t) = \frac{1}{2} \cdot \left(1 - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^{x/\sqrt{4Kt}} e^{-\beta^2} d\beta \right) + \frac{1}{2\sqrt{\pi Kt}} \cdot \int_0^{l_n} \exp\left[-\frac{(x-\eta)^2}{4Kt}\right] \cdot \varphi(\eta) d\eta$$

Первое слагаемое в этой формуле дает ранее полученную кривую распределения концентрации при «мгновенной» смене нефтепродукта, второе — дополнительные изменения, связанные с существованием между нефтепродуктами первичной технологической смеси. Если функция $\varphi(x)$ известна, она определяется технологией переключения резервуаров, то непосредственные вычисления второго слагаемого в последней формуле позволяют найти поправки к ранее полученной формуле (3.25).

Однако более простым и наглядным методом оценки влияния первичной технологической смеси на результа-

ты перекачки является приближенный подход, основанный на использовании эквивалентных длин.

Объем V_c первичной технологической смеси можно учесть путем увеличения длины трубопровода на эквивалентную длину L_3 , рассчитываемую по формуле

$$L_3 = \left(\frac{V_c}{A} \right)^{1/0.57},$$

а объем V_c смеси, образующейся в конце трубопровода, — по формуле

$$V_c = A \cdot (L + L_3)^{0.57} = A \cdot \left[L + \left(\frac{V_c}{A} \right)^{1/0.57} \right]^{0.57} = \left(L \cdot A^{1/0.57} + V_c^{1/0.57} \right)^{0.57},$$

или

$$V_c = V_{c0} \cdot \left[1 + \left(\frac{V_c}{V_{c0}} \right)^{1/0.57} \right]^{0.57}, \quad (3.43)$$

где $V_{c0} = A \cdot L^{0.57}$ — объем смеси, образующейся в том же трубопроводе при отсутствии первичной смеси.

Стоящий в квадратных скобках множитель показывает, во сколько раз объем смеси с учетом первичной превышает объем смеси, рассчитываемый в пренебрежении таковой. Значения этого множителя приведены в таблице 3.2. Из этой таблицы, в частности, следует, что влияние первичной технологической смеси на общий объем смеси, образующейся к концу перекачки *сравнительно невелико*. Если даже объем первичной смеси составляет 25% от объема смеси, который получается рас-

четным путем при мгновенном переключении резервуаров, влияние начальной смеси на конечный результат перекачки не превышает 5%.

Так, например, в трубопроводе с диаметром 530 мм и протяженностью 700 км при перекачке бензина и дизельного топлива с расходом 1100 м³/ч образуется, как это следовало из рассмотренного выше примера (см. п. 3.10), 530 м³ смеси. Если бы объем V_c первичной технологической смеси в этом нефтепродуктопроводе составлял 100 м³ ($V_c/V_{c0} \approx 0,2$), общее количество смеси увеличилось бы всего на 3,3%.

Т а б л и ц а 3.2

Влияние первичной технологической смеси на общее количество образующейся при перекачке смеси

V_c/V_{c0}	0,08	0,10	0,12	0,14	0,16	0,18	0,20	0,25	0,50	1,00
V_c/V_{c0}	1,007	1,010	1,014	1,018	1,023	1,028	1,033	1,050	1,050	1,485

Поскольку отношение V_c/V_{c0} уменьшается с увеличением расстояния перекачки, то влияние первичной технологической смеси может быть особенно сильным для «коротких» трубопроводов, в то время как для «длинных» трубопроводов оно практически неощутимо.

Полученный результат приводит к естественному выводу: *мероприятия по уменьшению первичной технологической смеси эффективны для сравнительно коротких трубопроводов и менее эффективны (или даже неэффективны) для трубопроводов большой протяженности*. Первичная технологическая смесь, «вводимая» в область

контакта нефтепродуктов на начальном этапе перекачки, является как бы буфером между исходными нефтепродуктами и сдвигает процесс их смешения в более пологий сектор кривой роста смеси. Поэтому сокращение времени смены резервуаров на головной перекачивающей станции не оказывает заметного влияния на конечный результат перекачки [5, 6, 13].

3.11. Смешивание при остановках последовательной перекачки нефтепродуктов

Все ранее полученные формулы для расчета длины и объема области смеси были построены в предположении о безостановочном режиме перекачки. На самом деле ни один нефтепродуктопровод не работает постоянно в таком режиме. Существуют плановые остановки, связанные с аварийным или профилактическим ремонтом трубопровода, а также перекачивающих станций, остановки, вызванные отсутствием ресурса нефтепродуктов и т.п. При этом остановки перекачки в определенные периоды эксплуатации трубопроводных систем могут составлять весьма существенную часть рабочего времени.

3.11.1. Причины, по которым остановки последовательной перекачки разноплотностных нефтепродуктов особенно опасны

При перекачке нефтепродуктов в безостановочном режиме разность плотностей контактирующих нефтепродуктов практически не сказывается на количестве образующейся смеси. При развитых турбулентных режимах

выравнивающая роль турбулентных пульсаций так велика, что размешивание контактирующих нефтепродуктов по сечению трубы происходит достаточно полно и равномерно.

Если же скорость движения нефтепродуктов снижается, то различие их плотностей приводит к увеличению объема смеси, а при полных остановках перекачки это различие играет основную роль в смешивании. При остановах перекачки исчезает выравнивающее действие процессов турбулентного перемешивания и на первый план выходят иные факторы. Основным из них является *гравитационное растекание нефтепродуктов в поле силы тяжести*, происходящее вследствие разности плотностей перемешиваемых нефтепродуктов. Более тяжелый нефтепродукт (например, дизельное топливо — Д), если он стоит выше более легкого (например, бензина — Б), начинает течь вниз по нижней образующей трубы, а более легкий нефтепродукт поднимается ему навстречу в верхней части трубы (рис. 15). При этом скорость гравитационного

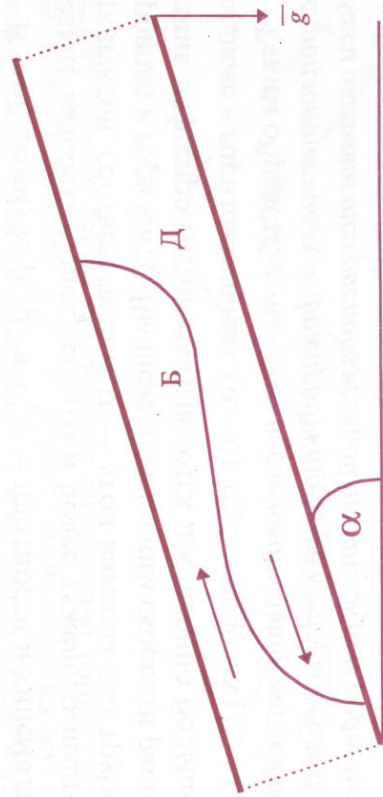


Рис. 15. Растекание разноплотностных нефтепродуктов под действием сил тяжести ($\rho_6 < \rho_д$)

растекания весьма велика; она может составлять от 0,3 до 0,5 м/с, так что за 10 — 15 часов остановки языки нефтепродуктов могут проникнуть друг в друга на расстояние до 10 и более километров. Естественно, что после возобновления перекачки проникающие друг в друга нефтепродукты перемешиваются. Масштабы такого перемешивания могут оказаться огромными.

С. А. Кривоносов, изучавший скорость растекания разнотелостных нефтепродуктов в экспериментальном стеклянном трубопроводе, получил для скорости u_p растекания нефтепродуктов эмпирическую формулу

$$u_p = 0,0057 \sqrt{gd} \left[19,2 + (6,9 - 0,2 \frac{v_x}{v_n})^2 \right] \sqrt{\frac{\rho_r - \rho_n}{\rho_r - 0,3(\rho_r - \rho_n)}} \cdot \phi(\alpha),$$

где

$$\phi(\alpha) = \left\{ 1 + 9,6 \sin \alpha \left[1,4 + (1,2 - 7 \sin \alpha)^2 \right] \right\}^3 \left(\frac{1 - \sin \alpha}{1 + \sin \alpha} \right). \quad (3.44)$$

В этой формуле ρ_n, ρ_r и v_n, v_r — плотности и кинематические вязкости более легкого и более тяжелого нефтепродуктов, соответственно; α — угол наклона оси трубопровода к горизонту. Вычисленные по ним скорости растекания нефтепродуктов оказываются достаточно большими даже в горизонтальных ($\alpha = 0$) трубопроводах [11, 13].

Таким образом, остановки последовательной перекачки разнотелостных нефтепродуктов, при которых область смеси оказывается расположенной на значительном подьеме и более тяжелая жидкость стоит выше более легкой, предельно опасны с позиций сохранения качества транспортируемых топлив.

3.11.2. Основной фактор, сдерживающий растекание нефтепродуктов

Однако растекание нефтепродуктов вследствие различия плотностей в большинстве случаев не принимает кастрофических масштабов. Начавшееся растекание длится небеспредельно и через некоторое время после остановки перекачки прекращается. Причиной этому является волнообразный характер профиля трубопровода, в частности отклонение его оси от прямой линии.

Поскольку нефтепродуктопровод повторяет рельеф местности, по которой он проложен, то на его профиле имеются нисходящие и восходящие участки, периодически сменяющие друг друга и образующие \cup - и \cap -образные колена. Каждое из таких колен, если разность h высот низшей точки первого и высшей точки второго больше диаметра d трубопровода, становится непреодолимым препятствием для языков растекающихся нефтепродуктов (рис. 16).

Как только более тяжелая жидкость заполнит ближайшее к месту остановки \cup -образное колено, в нем образуется гидрозатвор (линия $A - A'$), останавливающий дальнейшее растекание жидкостей: более легкой нефте-

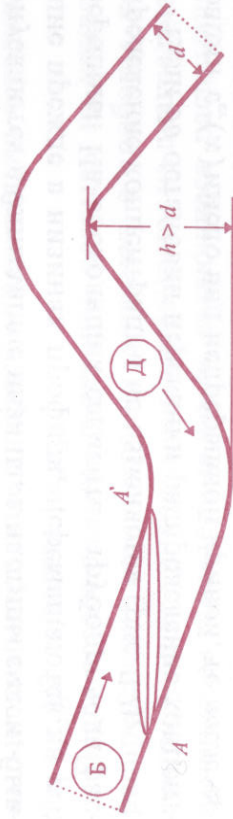


Рис. 16. Схема образования гидрозатвора в колене трубопровода

продукт не в состоянии двигаться вверх, поскольку для этого ему потребовалось бы сначала погрузиться в более тяжелый нефтепродукт, что, естественно, невозможно.

Таким образом, «пересеченность» профиля трубопровода является главным защитником транспортируемых топлив от их чрезмерного перемешивания при остановках. Образуемые в низинах профиля гидрозатворы (на разности плотностей нефтепродуктов) останавливают растекание разнотекучих жидкостей (М.В. Лурье, 1989 [16, 17]).

3.11.3. Трансформация концентрационного состава смеси при остановках перекачки

Если между партиями контактирующих нефтепродуктов, отличающихся плотностью, существовала достаточная протяженная область смеси, то при остановке перекачки внутри смеси происходит перераспределение концентраций. Пусть, например, более тяжелый нефтепродукт (Д) находится позади более легкого (Б). Тогда на всех нисходящих сегментах трубопровода происходит как бы зеркальное отражение концентраций: частицы смеси, бывшие прежде на вершинах профиля трубопровода, опускаются в ближайшие низины, а частицы смеси, бывшие прежде в низинах профиля, перемещаются на его вершины. На восходящих сегментах трубопровода распределение концентрации не изменяется (рис. 17).

Если до остановки перекачки распределение концентрации $c_{\text{ст}}(x)$ имело вид непрерывной кривой, то после остановки оно превращается в разрывную кривую $c_{\text{но}}(x)$ (на рис. 17 — жирная линия).

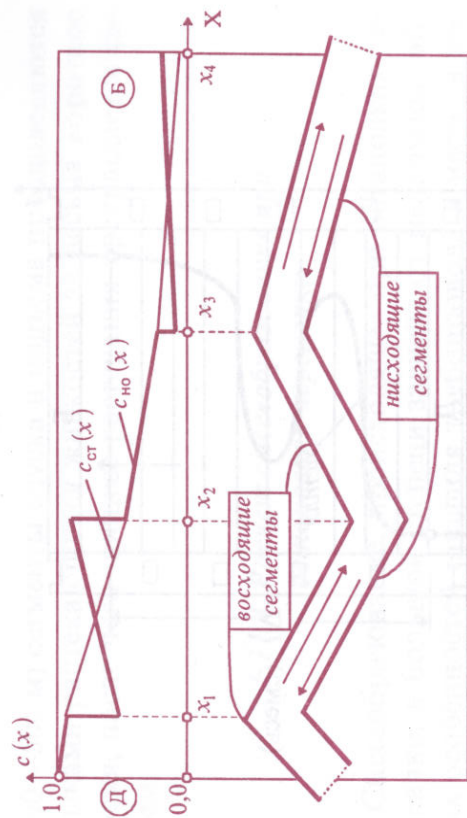


Рис. 17. Трансформация кривой распределения концентрации вытекающего нефтепродукта в смеси: $c_{\text{ст}}(x)$ — «до» остановки перекачки; $c_{\text{но}}(x)$ — «после» остановки перекачки

$$c_{\text{но}} = \begin{cases} c_{\text{ст}}(x), & \text{при } 0 < x < x_1; \\ c_{\text{ст}}(x_1 + x_2 - x), & \text{при } x_1 \leq x < x_2; \\ c_{\text{ст}}(x), & \text{при } x_2 \leq x < x_3; \\ c_{\text{ст}}(x_2 + x_3 - x), & \text{при } x_3 \leq x < x_4; \\ c_{\text{ст}}(x), & \text{при } x_4 \leq x. \end{cases} \quad (3.45)$$

Заметим, что функции $f(x)$ и $f(x_1 + x_2 - x)$ имеют зеркально симметричные графики относительно середины $(x_1 + x_2)/2$ сегмента $[x_1, x_2]$.

После возобновления перекачки разрывы на кривой распределения концентрации исчезают, а приборы, регистрирующие приход смеси, показывают на диаграммах самописцев характерные *петли*, являющиеся расплывчатым портретом профиля трубопровода в месте остановки смеси (рис. 18).

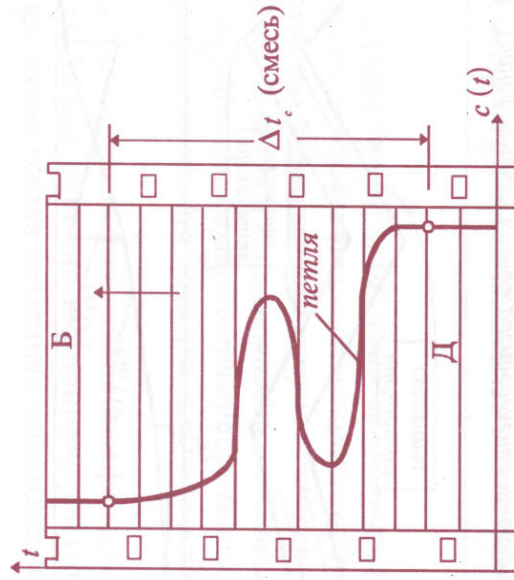


Рис. 18. Фрагмент диаграммы прибора для контроля смеси:
 Δt_c — интервал времени прохождение смеси

Если длина области смеси значительно превышает протяженности восходящих и нисходящих сегментов профиля трубопровода, то остановка перекачки не представляет большой угрозы с позиций увеличения объема смеси. Наоборот, если профиль нефтепродуктопровода изобилует затяжными спусками и подъемами, то остановки области смеси на таких участках могут привести к значительному увеличению ее объема. Растекание нефтепродуктов во время остановки последовательной перекачки, как и объем дополнительно образующейся смеси, практически не зависят от продолжительности простой трубопровода, если только его профиль не содержит в этом месте затяжных, многокилометровых подъемов и спусков. Процесс растекания нефтепродуктов из-за разности плотностей происходит так быстро, что относительно короткие

(200—500 м) сегменты спуска и подъема преодолеваются языками растекающихся жидкостей за весьма короткое время, после чего процесс растекания прекращается совсем.

3.11.4. Расчет смесеобразования при остановках перекачки

Смесеобразование, происходящее при остановках перекачки, в большой степени зависит от мелкомасштабных особенностей профиля трубопровода в месте, в котором простаивает область смеси. При этом первоначально непрерывное распределение $c(x) = c(x, L/U)$ концентрации становится разрывным и меняется в соответствии с правилами (3.45), графически представленными на рис. 17.

Методика и порядок расчета дополнительного смесеобразования, вызванного остановкой перекачки, при которой середина области смеси остановилась в некоторой точке L_0 , состоят в следующем:

сначала непрерывная кривая $c(x)$ распределения концентрации $c(x, t)$ в момент времени $t_0 = L_0/U$ подхода середины области смеси к точке L_0

$$c(x) = c(x, L_0/U) = 0,5 \cdot \left(1 - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \cdot \int_0^{x/\sqrt{4K \cdot L_0/U}} e^{-\beta^2} d\beta \right)$$

трансформируется по формулам типа (3.45) в соответствии с профилем трубопровода в разрывную кривую $c_{\text{но}}(x)$;

затем трансформированная кривая $c_{\text{но}}(x)$ принимается за начальное распределение для уравнения (3.17) продольного перемешивания и подставляется в общую формулу (3.42) его решения:

$$c(x, t) = \frac{1}{2\sqrt{\pi K(t-t_0)}} \cdot \int_{-\infty}^{+\infty} \exp\left[-\frac{(x-\eta)^2}{4K(t-t_0)}\right] \cdot c_{\text{но}}(\eta) d\eta, \quad (t > t_0); \quad (3.46)$$

наконец, вычисляется интеграл в правой части равенства (3.46), который дает вид кривой распределения концентрации в произвольный момент времени после возобновления перекачки, в частности в конце L трубопровода, т.е. при $t-t_0 = (L-L_0)/U$.

Осуществление таких расчетов вручную, разумеется, затруднено, однако они легко выполняются с помощью компьютеров. Существует специальная компьютерная программа «Остановки» (см. п. 6.2), которая автоматизированно решает рассматриваемую задачу с визуализацией получающейся кривой распределения концентрации на экране монитора.

При остановках последовательной перекачки разнотных нефтепродуктов могут возникнуть неожиданные эффекты. Некоторые из них проиллюстрируем примерами.

Пример 1. Последовательная перекачка бензина ($\rho_6 = 738 \text{ кг/м}^3$, $v_6 = 0,6 \text{ с/см}$) и дизельного топлива ($\rho_n = 840 \text{ кг/м}^3$, $v_n = 9,0 \text{ с/см}$) осуществляется по трубопроводу с диаметром 514 мм и протяженностью 700 км с расходом 1100 м³/ч. Профиль трубопровода на участке между 349-м и 351-м километрами имеет монотонно нисходящий 2-км участок. Какой будет вид кривой концентрации вытес-

няющего нефтепродукта (дизельного топлива) в момент прихода смеси к концу трубопровода, если перекачка прерывалась лишь одной продолжительной остановкой на 350-м километре?

Решение. Объем V_c и длина l_c области смеси к моменту останова на 350-м километре трубопровода рассчитываются по формуле (3.36):

$$V_c = 357 \text{ м}^3, \quad l_c = 1721 \text{ м}.$$

Таким образом, вся область смеси оказалась расположенной на нисходящем участке трубопровода. Поскольку сверху находится более плотная смесь (примыкающая к дизельному топливу), а внизу — менее плотная (примыкающая к бензину), то начавшийся процесс растекания нефтепродуктов приводит к тому, что распределение концентрации дизельного топлива в смеси между 349-м и 351-м километрами зеркально отображается относительно 350-го километра ($x=0$ в подвижной системе отсчета). Если принять это новое распределение за начальное и подставить его в интеграл (3.46), то результаты расчета дадут кривую, изображенную на рис. 19.

На рисунке видна характерная петля, о причинах появления которой говорилось выше; объем перемешавшихся нефтепродуктов увеличился в данном примере в 3,6 раза.

Пример 2. В условии предыдущего примера вносится изменение: нисходящий участок профиля трубопровода расположен между 345-м и 355-м километрами, т.е. протяженность спуска составляет теперь не 2, а 10 км. Какой будет вид кривой концентрации вытесняющего нефтепродукта

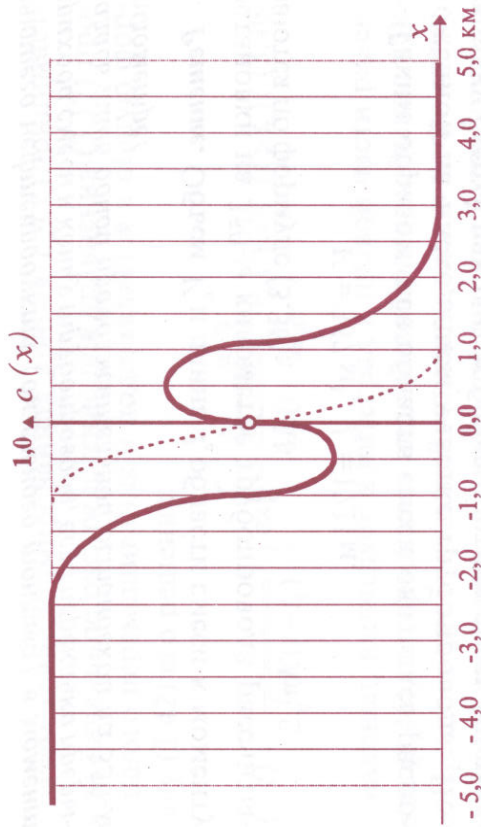


Рис. 19. Распределение дизельного топлива в смеси после остановки перекачки на 2-километровом сегменте пуска (пунктиром обозначено распределение при безостановочной перекачке)

(дизельного топлива) в момент прихода смеси к концу трубопровода, если перекачка прерывалась лишь одной продолжительной остановкой на 350-м километре?

Решение. Расчет осуществляется аналогично тому, как это делалось в примере №1; результаты представлены на рис. 20.

На рисунке видно, что смесь дизельного топлива и некоторая часть его партии во время остановки *оторвалась* от основной массы дизельного топлива и ушла вниз нисходящего сегмента. После возобновления перекачки и подхода смеси нефтепродуктов к концу трубопровода оторвавшаяся порция дизельного топлива может быть воспринята как тело его партии. При этом оказавшийся изолированным бензиновый объем неизбежно попадет

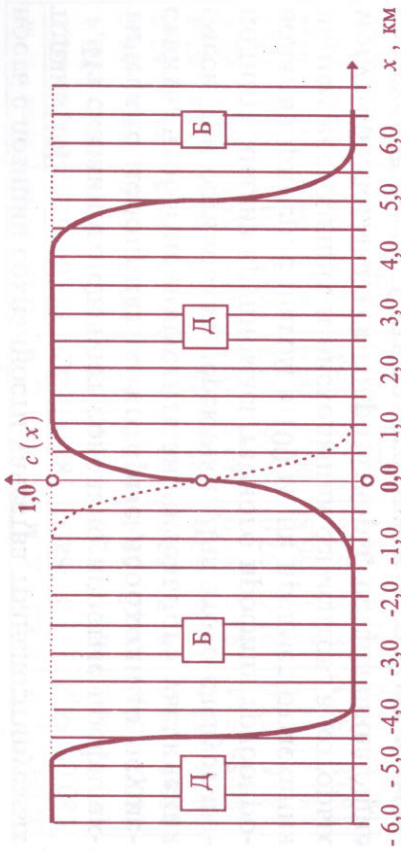


Рис. 20. Распределение дизельного топлива в смеси после остановки перекачки на 10- километровом участке пуска

в резервуары с дизельным топливом и испортит его качество. Объем перемешавшихся нефтепродуктов в этом примере увеличился в 22 раза.

3.11.5. Мероприятия по уменьшению смесеобразования при остановках перекачки

Последствия остановок перекачки разноплотностных нефтепродуктов зависят не столько от продолжительности этих остановок, сколько от частоты чередования сегментов пуска и подъема. Если эти сегменты достаточно коротки, то растекание нефтепродуктов при остановках перекачки быстро прекращается, а дополнительное смесеобразование невелико. Если же трубопровод имеет значительные спуски или подъемы, то остановки границ контакта на таких сегментах могут представлять большую опас-

ность с позиций сохранности качества транспортируемых топлив [18].

Из сказанного следуют довольно простые профилактические мероприятия, которые необходимо осуществить, чтобы не допустить значительного увеличения смеси при остановках перекачки. Для этого следует выполнить анализ крупномасштабного профиля трубопровода, например, с шагом в 100 м, на предмет отыскания на нем восходящих и нисходящих сегментов, в которых могут образовываться гидрозатворы, останавливающие растекание смеси. Суть такого анализа состоит в выявлении вершин и низин профиля таких, чтобы между каждой парой местных вершин находилась ровно одна местная низина, причем разности высот обеих вершин с лежащей между ними низиной должны превышать внутренний диаметр трубопровода.

На основании анализа профиля трубопровода нужно построить так называемую *индикаторную диаграмму* трубопровода. Последовательные вершины профиля, между которыми образуется гидрозатвор, отмечаются на диаграмме единицами, а лежащие между ними низины — нулями. Соединенные отрезками прямых, они образуют пилообразную кривую (рис. 21), частота изгибов которой указывает на пригодность или непригодность данного участка трубопровода для остановок на нем области смеси. Если эта частота велика, то участок пригоден для остановок смеси; в противном случае останавливать смесь на этом участке не рекомендуется.

Пример. Профиль равнинного нефтепродуктопровода с внутренним диаметром 514 мм на 5-километровом участке AD, начиная со 180-го и кончая 185-м километром, задан таблицей:

x, км	z, м	x, км	z, м	x, км	z, м	x, км	z, м	x, км	z, м
180,0	56,2	181,0	54,3	182,0	54,5	183,0	62,5	184,0	62,1
180,1	54,2	181,1	52,3	182,1	53,6	183,1	63,6	184,1	64,4
180,2	54,9	181,2	53,4	182,2	50,0	183,2	65,0	184,2	66,2
180,3	53,2	181,3	53,0	182,3	55,5	183,3	66,2	184,3	63,5
180,4	53,5	181,4	53,9	182,4	55,3	183,4	62,1	184,4	65,4
180,5	53,1	181,5	55,7	182,5	60,7	183,5	58,0	184,5	62,4
180,6	55,6	181,6	57,0	182,6	62,2	183,6	61,2	184,6	65,7
180,7	54,2	181,7	56,8	182,7	64,4	183,7	64,0	184,7	67,2
180,8	57,1	181,8	57,6	182,8	65,0	183,8	61,5	184,8	66,5
180,9	56,0	181,9	55,1	182,9	64,0	183,9	63,5	184,9	63,0

Построить индикаторную диаграмму участка и с помощью нее определить места, благоприятные для остановок смеси разнотемпературных нефтепродуктов.

Решение. Выбираем на профиле трубопровода низины, в которых могут образовываться гидрозатворы. Первая местная вершина находится в сечении 180 км, следующая — в сечении 180,2 км. Между ними существует низина 180,1 км, высотная отметка которой на 2 м ниже левой вершины и на 0,7 м ниже правой. Поскольку разности высот соседних вершин и лежащей между ними низины превышают диаметр трубопровода, равный 0,514 м, то в сечении 180,1 км может образовываться гидрозатвор. Отмечаем вершины и низину точками на индикаторной диаграмме, рис. 21, и идем по профилю дальше.

В сечении 180,4 км также существует локальная вершина профиля, однако она всего на 0,3 м выше левой низины и на 0,4 м выше правой низины профиля, что меньше диаметра трубопровода, поэтому гидрозатвор здесь образоваться не может. Зато вершина профиля на 180,6 км является затворообразующей. Вместе с вершинами на

180,2 и 180,8 км она образует гидрозатворы в низинах на 180,5 и 180,7 км.

Аналогично строим другие точки индикаторной диаграммы рассматриваемого участка (рис. 21); в таблице локальные (затворообразующие) вершины профиля трубопровода выделены жирным шрифтом.

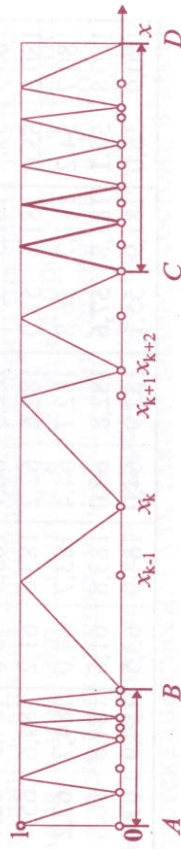


Рис. 21. Индикаторная диаграмма профиля трубопровода

Индикаторная диаграмма показывает, что на рассматриваемом участке имеются два благоприятных для останковки области смеси сегмента трубопровода: первый AB (протяженность — 1 км) и второй CD (протяженность — 1,5 км). Плотность пилообразных колебаний индикаторной кривой на этих участках максимальна. Это гарантирует возникновение гидрозатворов в случае останковки на них смеси разноточностных нефтепродуктов. Наоборот, сегмент BC (протяженность 2,5 км) максимально неблагоприятен для останков смеси, поскольку изобилует затяжными спусками и подъемами, на которых может произойти сильное растекание нефтепродуктов и, следовательно, увеличение объема их смеси.

3.11.6. Способ прокладки трубопровода, предотвращающий смесеобразование при останковках перекачки

При сооружении одноточечных трубопроводов прокладку трубы можно осуществлять волнообразно в верти-

кальной плоскости, так чтобы амплитуда волны (превышение местных вершин профиля трубопровода над соседними с ними низинами) была больше диаметра трубопровода, а длина волны (расстояние между соседними вершинами профиля) гарантировала от возникновения опасных напряжений за счет изгиба трубы. Такую прокладку можно осуществлять путем подсыпки части грунта в траншею через определенные расстояния, с тем чтобы трубопровод занял в ней волнообразное положение. При останковках перекачки гидрозатворы, образующиеся в искусственно созданных изгибах, надежно предотвратят растекание нефтепродуктов в поле силы тяжести [30].

3.12. Интегральное содержание нефтепродуктов в смеси

Понятие о длине и объеме области смеси в симметричных пределах концентрации, хотя и наглядно, но фактически не используется в технологических операциях по реализации смеси. Смесь транспортируемых топлив в той или иной степени раскладывается по резервуарам с исходными нефтепродуктами, поэтому важно знать не общий объем области смеси в пределах концентраций 0,01 — 0,99 или длину этой области, а то, как устроена кривая распределения концентрации, и сколько каждого нефтепродукта содержится в порции смеси. На рис. 22 изображены две кривые распределения концентрации в смеси $c(x)$ и $c'(x)$, имеющие примерно одну и ту же длину и разделяющие примерно одинаковые объемы смеси, однако первая кривая имеет крутой переход от одного нефтепродукта к другому, в то время как вторая кривая содержит петли, так что концентрация каждого нефтепродукта в смеси велика. Первую смесь с распределением кон-

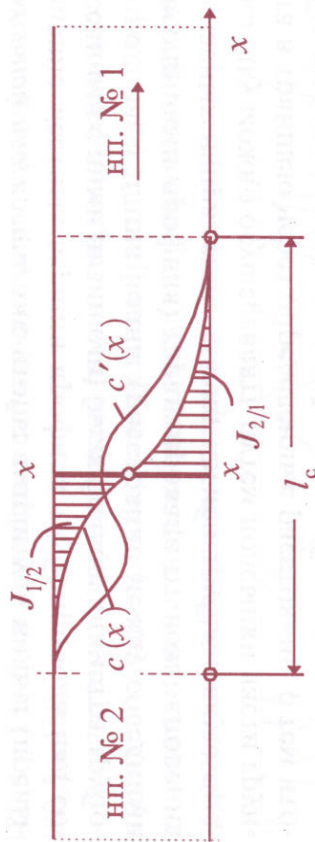


Рис. 22. К расчету примеси одного нефтепродукта в другом.

концентрации $c(x)$ легко разделить сечением $x-x$ на две части с относительно малым количеством примеси нефтепродуктов друг в друге; для второй смеси с распределением $c'(x)$ этого сделать нельзя. Поэтому вводят так называемые *объемы примеси*: $J_{1/2}$ первого нефтепродукта во втором и $J_{2/1}$ второго нефтепродукта в первом. Эти объемы пропорциональны заштрихованным площадям *над* и *под* кривой $c(x)$ распределения концентрации вытесняющего нефтепродукта:

$$J_{1/2} = S \cdot \int_{-\infty}^x [1 - c(\eta)] d\eta, \quad J_{2/1} = S \cdot \int_x^{+\infty} c(\eta) d\eta, \quad (3.47)$$

где S — площадь поперечного сечения трубопровода.

Нетрудно найти сечение $x-x$, делящее смесь на две части, для которого сумма примесей $J(x) = J_{1/2}(x) + J_{2/1}(x)$ будет наименьшей:

$$\frac{dJ}{dx} = 0, \Rightarrow [1 - c(x)] - c(x) = 0,$$

откуда следует, что сечение $x-x$ — это такое сечение, в котором $c(x) = 0,5$.

Если последовательная перекачка нефтепродуктов ведется в безостановочном режиме, то величина примеси $J_{1/2}$ первого нефтепродукта, попавшей за сечением $x-x$ (на рис. 22 влево от сечения x) во второй нефтепродукт,

$$J_{1/2}(x) = S \cdot \int_{-\infty}^x [1 - c(\eta)] d\eta = S \cdot \int_{-\infty}^x \left[1 + \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\sqrt{4K \cdot L \cdot \eta}} e^{-\beta^2} d\beta \right] d\eta.$$

Вычисляя интеграл, стоящий в правой части последнего равенства, *интегрированием по частям*, получаем для $J_{1/2}$ следующее выражение:

$$J_{1/2}(x) = 2\text{Re}^{-0.5} V_{\text{т}} \cdot [\omega \cdot (1 - 0,5 \operatorname{erfc} \omega) + \frac{1}{2\sqrt{\pi}} e^{-\omega^2}], \quad (3.48)$$

где

$$\omega = x / (2L \cdot \text{Re}^{-0.5}), \quad \text{Re} = UL/K.$$

Формула (3.48) для определения содержания какого-либо нефтепродукта в смеси применяется при расчетах *раскладки смеси*.

Если сечение $x-x$, разделяющее нефтепродукты, проведено в середине области смеси, $x=0$, $\omega=0$, объем $J_{1/2}(0)$ примеси

$$J_{1/2} = J_{2/1} = \frac{1}{\sqrt{\pi}} \text{Re}^{-0.5} \cdot V_{\text{т}}. \quad (3.49)$$

Сравнивая полученное выражение с выражением (3.33)

$$V_c = 6,58 \cdot \text{Re}^{-0.5} \cdot V_{\text{т}},$$

для объема смеси в симметричных пределах концентрации 0,01 — 0,99, находим, что

$$J_{1/2} = J_{21} = 1/(6,58 \sqrt{\pi}) \cdot V_c \approx 0,0857 \cdot V_c, \quad (3.50)$$

т.е. объем нефтепродукта №1, попавшего в нефтепродукт №2 (верхняя заштрихованная область на рис. 22), равен объему нефтепродукта №2, попавшего в нефтепродукт №1 (нижняя заштрихованная область на рис. 22), и составляет $\approx 1/11,6$ часть объема области их смеси.

3.13. Перекачка нефтепродуктов с разделительной пробкой из их смеси

Одним из мероприятий, уменьшающих общее количество образующейся смеси, является перекачка нефтепродуктов с разделительной пробкой из их смеси [13]. Поскольку темпы роста смеси неодинаковы — в начале перекачки, когда градиенты концентрации велики (т.е. велики перепады концентрации в зоне смеси), происходит интенсивное увеличение смеси, однако по мере перекачки область смеси постепенно увеличивается, градиенты концентрации уменьшаются и темпы нарастания смеси снижаются. Образовавшаяся смесь играет роль буфера между исходными нефтепродуктами. Отсюда, конечно, не следует, что нужно увеличивать зону первичной смеси искусственно, путем перемешивания качественных нефтепродуктов. Однако, если между партиями исходных нефтепродуктов поместить смесь тех же нефтепродуктов, образовавшуюся в результате предшествующих перекачек на данном или каком-либо другом трубопроводе, эффект может быть весьма значительным.

На рис. 23, а представлено начальное распределение концентрации вытесняющего нефтепродукта для случая, когда между партиями двух нефтепродуктов помещена буферная пробка длиной $2l$ их смеси с концентрацией c_0 . Это распределение можно представить как суперпозицию (наложение) двух начальных распределений второго нефтепродукта (рис. 23, б), поэтому итоговое распределение концентрации $c(x, t)$ вытесняющего нефтепродукта в про-

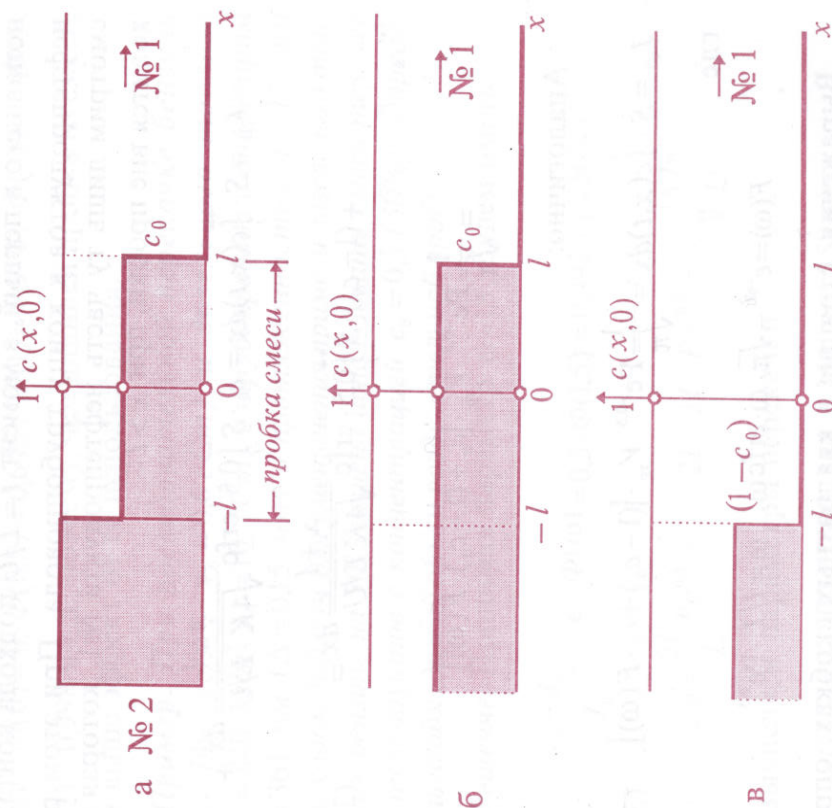


Рис. 23. Начальное распределение концентрации:
а — общее; б, в — составные части

извольный момент времени t может быть представлено в виде суммы двух слагаемых, соответствующих каждой из составляющей начального распределения.

$$c(x, t) = 0,5 \cdot c_0 \cdot \operatorname{erfc} \frac{x-l}{\sqrt{4Kt}} + 0,5 \cdot (1-c_0) \cdot \operatorname{erfc} \frac{x+l}{\sqrt{4Kt}}. \quad (3.51)$$

Вычислим объем J_{2l} примеси второго нефтепродукта, попавшего в первый, в момент $t = L/U$ подхода контакта нефтепродуктов к концу трубопровода. При этом рассмотрим лишь ту часть нефтепродукта №1, которая находится вне пробки, при $x > l$:

$$\begin{aligned} J_{2l} &= S \cdot \int_l^{+\infty} c(x, t) dx = c_0 \cdot S \int_l^{+\infty} 0,5 \cdot \operatorname{erfc} \frac{x-l}{\sqrt{4K \cdot L/U}} dx + \\ &+ (1-c_0) \cdot S \int_l^{+\infty} 0,5 \cdot \operatorname{erfc} \frac{x+l}{\sqrt{4K \cdot L/U}} dx = \\ &= \frac{1}{\sqrt{\pi}} \operatorname{Pe}^{-0,5} \cdot V_{\text{пр}} \cdot [c_0 + (1-c_0) \cdot F(\omega)]. \end{aligned} \quad (3.52)$$

Аналогично:

$$J_{1/2} = S \cdot \int_{-\infty}^{-l} c(x, t) dx = \frac{1}{\sqrt{\pi}} \operatorname{Pe}^{-0,5} \cdot V_{\text{пр}} \cdot [(1-c_0) + c_0 \cdot F(\omega)], \quad (3.53)$$

где

$$F(\omega) = e^{-\omega^2} - \sqrt{\pi} \cdot \omega \cdot \operatorname{erfc} \omega, \quad \omega = l/L \cdot \operatorname{Pe}^{0,5}.$$

Выражения, стоящие в квадратных скобках, определяют «эффект» от применения смесевых разделительных пробок. Относительные уменьшения количеств примеси

одного нефтепродукта в другом (после изъятия объема $V_{\text{пр}} = 2l \cdot S$ пробки) даются выражениями:

$$\frac{J_0 - J_{1/2}}{J_0} = (1-c_0) \cdot [1 - F(\omega)], \quad \frac{J_0 - J_{2l}}{J_0} = c_0 \cdot [1 - F(\omega)]. \quad (3.54)$$

Функция $\Phi(\omega) = 1 - F(\omega)$ при увеличении ее аргумента ω (безразмерной длины пробки) быстро приближается к единице: $\Phi(0) = 0$; $\Phi(0,5) = 0,646$; $\Phi(1) = 0,910$; $\Phi(1,5) = 0,985$; $\Phi(2) = 0,998$ и т.д., поэтому, чем длинней пробка из смеси, тем выше эффект от ее использования.

Пример. При последовательной перекачке бензина ($\rho_6 = 740 \text{ кг/м}^3$, $v_6 = 0,6 \text{ сСм}$) и дизельного топлива ($\rho_d = 840 \text{ кг/м}^3$, $v_d = 10 \text{ сСм}$) в трубопроводе с диаметром $d = 361 \text{ мм}$ ($\Delta = 0,15 \text{ мм}$) и протяженностью $L = 177 \text{ км}$ с расходом $500 \text{ м}^3/\text{ч}$ для уменьшения примеси дизельного топлива в бензине на 50% решено использовать смесь тех же нефтепродуктов с концентрацией $c_0 = 0,5$ (50%). Определить необходимый объем разделительной пробки.

Решение. Принимая параметр $\omega = 1,5$, будем иметь:

$$\frac{J_0 - J_{2l}}{J_0} = c_0 \cdot \Phi(\omega) = 0,5 \cdot \Phi(1,5) = 0,4925 \quad (\approx 50\%).$$

$$2\omega = \frac{2l}{L} \operatorname{Pe}^{0,5} = 3; \quad 2l = 3L \cdot \operatorname{Pe}^{-0,5} = 3 \cdot \sqrt{\frac{KL}{U}}.$$

Вычисляем параметры перекачки:

$$U = Q/S = 4 \cdot 500 / (3600 \cdot 3,14 \cdot 0,361^2) = 1,358 \text{ м/с};$$

$$\operatorname{Re}_6 = Ud/v_6 = 1,358 \cdot 0,361 / 0,6 \cdot 10^{-6} = 817063;$$

$$Re_n = Ud/\nu_n = 1,358 \cdot 0,361 / 10 \cdot 10^{-6} = 49024;$$

$$\lambda_6 = 0,11 \cdot (0,15/361 + 68/817063)^{0,25} = 0,016;$$

$$\lambda_n = 0,11 \cdot (0,15/361 + 68/49024)^{0,25} = 0,023;$$

$$K_6 = 1,785 \cdot \sqrt{\lambda_6} \cdot Ud = 1,785 \cdot \sqrt{0,016} \cdot 1,358 \cdot 0,361 = 0,11 \text{ м}^2/\text{с};$$

$$K_n = 1,785 \cdot \sqrt{\lambda_n} \cdot Ud = 1,785 \cdot \sqrt{0,023} \cdot 1,358 \cdot 0,361 = 0,13 \text{ м}^2/\text{с};$$

$$K_{cp} = 0,5 \cdot (K_6 + K_n) = 0,12 \text{ м}^2/\text{с};$$

$$\sqrt{KL/U} = \sqrt{0,12 \cdot 177000 / 1,358} \approx 125 \text{ м}.$$

Находим длину $2l$ и объем $V_{p.n} = 2l \cdot S$ смеси разделительной пробки:

$$2l = 3 \cdot 125 = 375 \text{ м}; V_{p.n} = 375 \cdot 0,102 \approx 38,4 \text{ м}^3.$$

Таким образом, 38,4 м³ буферной смеси достаточно, чтобы получить почти 50%-ное сокращение количества примеси дизельного топлива в бензине.

В [15] исследована последовательная перекачка с разделительной пробкой из третьего нефтепродукта (совместимого по своим свойствам с каждым из перекачиваемых нефтепродуктов больше, чем они между собой).

3.14. Движение маркера в потоке нефтепродукта

Частным случаем разделительной пробки может служить объем некоторого нефтепродукта, окрашенного каким-либо «красителем» (маркером), используемым

в качестве метки для разделения партий нефтепродуктов. В качестве таких маркеров применяются флуоресцентные красители, галоидированные углеводороды, радиоактивные изотопы и т.п. Вопрос состоит в том, чтобы определить, какой длины $2l$ должен быть объем маркированный жидкости, чтобы в конце трубопровода присутствие маркера можно было обнаружить в потоке перекачиваемого нефтепродукта.

Обозначив $c(x, t)$ концентрацию окрашенного нефтепродукта, найдем распределение маркера в конце нефтепродуктопровода, т.е. при $t = L/U$, где L, U — протяженность трубопровода и скорость перекачки, соответственно. Для этого используем формулу (3.42). В данном случае она имеет вид

$$c(x, L/U) = \frac{1}{2\sqrt{\pi K \cdot L/U}} \cdot \int_{-l}^l \exp \left[-\frac{(x-\eta)^2}{4K \cdot L/U} \right] d\eta.$$

Сделаем замену переменной в интеграле согласно формуле

$$\frac{x-\eta}{\sqrt{4K \cdot L/U}} = \zeta,$$

представим распределение концентрации в следующем виде:

$$c(x, L/U) = \frac{1}{2\sqrt{\pi \cdot K \cdot L/U}} \cdot \int_{-l}^l \exp \left[-\frac{(x-\eta)^2}{4K \cdot L/U} \right] d\eta =$$

$$= \frac{1}{\sqrt{\pi}} \cdot \int_{(x-l)/\sqrt{4K \cdot L/U}}^{(x+l)/\sqrt{4K \cdot L/U}} e^{-\zeta^2} d\zeta.$$

Очевидно, что наибольшая концентрация маркера будет в его середине, т.е. при $x=0$:

$$c(0, L/U) = \frac{1}{\sqrt{\pi}} \int_{(-1/2L) \cdot \text{Re}^{0.5}}^{(1/2L) \cdot \text{Re}^{0.5}} e^{-\zeta^2} d\zeta.$$

Если обозначить первоначальную концентрацию маркирующего вещества в нефтепродукте θ_0 , то к концу трубопровода в центре маркера она уменьшится и будет выражаться равенством

$$\theta_k = \frac{\theta_0}{\sqrt{\pi}} \int_{(-1/2L) \cdot \text{Re}^{0.5}}^{(1/2L) \cdot \text{Re}^{0.5}} e^{-\zeta^2} d\zeta.$$

Предположим, что минимальная концентрация маркера, которую еще можно обнаружить в потоке, равна θ_* . Тогда первоначальная длина маркированного объема жидкости должна удовлетворять равенству

$$\frac{\theta_*}{\theta_0} \leq \frac{1}{\sqrt{\pi}} \int_{(-1/2L) \cdot \text{Re}^{0.5}}^{(1/2L) \cdot \text{Re}^{0.5}} e^{-\zeta^2} d\zeta. \quad (3.55)$$

В статистике известна функция $\Phi(z) = \text{erf } z$, называемая «интегралом ошибок»:

$$\Phi(z) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^z e^{-\zeta^2} d\zeta.$$

Для этой функции составлены таблицы, и найти ее значения не составляет труда. Если учесть, что $\Phi(-z) = -\Phi(z)$, то неравенство (3.55) можно записать в более простом виде:

$$\frac{\theta_*}{\theta_0} \leq \Phi \left(\frac{l}{2L} \cdot \text{Re}^{0.5} \right). \quad (3.56)$$

Это неравенство служит для определения минимальной протяженности $2l$ маркированного объема жидкости.

Пример. Пусть, например, $K = 0,12 \text{ м}^2/\text{с}$, $U = 1,358 \text{ м/с}$, $L = 177 \text{ км}$ (см. п.3.13) и $\theta_*/\theta_0 = 0,33$, т.е. концентрация маркирующего вещества в середине пробки должна понизиться не более чем в три раза. Определить минимальную длину маркера.

Решение. Вычисляем параметр $\text{Re}^{0.5}$:

$$\text{Re} = \frac{UL}{K} = \frac{1,358 \cdot 177000}{0,12} = 2003050; \quad \text{Re}^{0.5} \approx 1415,3.$$

По таблицам [32] находим значение аргумента z , для которого $\Phi(z) = 0,33$; оно равно 0,3. Тогда

$$z = \frac{l}{2L} \cdot \text{Re}^{0.5} \approx 0,3; \quad l = 0,6L \text{Re}^{-0.5} = \frac{0,6 \cdot 177000}{1415,3} \approx 75 \text{ м}, \quad 2l = 150 \text{ м}.$$

Таким образом, минимальная длина маркера составляет 150 м.

Приближенное (несколько заниженное) значение минимально необходимой длины $2l$ маркера получается из формулы (3.55), если подынтегральную функцию в правой части неравенства приближенно заменить единицей. Тогда

$$2l = 2\sqrt{\pi} \cdot L \cdot \frac{\theta_*}{\theta_0} \cdot \text{Re}^{-0.5}. \quad (3.57)$$

Если расчеты в предыдущем примере осуществлять не по формуле (3.56), а по приближенной формуле (3.57), то для длины маркера получаем: $2l = 133$ м.

3.15. Раскладка смеси

Несмотря на то что общее количество смеси, образующейся в одном контакте последовательной перекачки нефтепродуктов, невелико, все же умноженное на число циклов, оно составляет в год внушительную цифру. Поэтому существует проблема реализации полученной смеси. Особенно остро ставится вопрос о смеси нефтепродуктов, принадлежащих к разным типам моторных топлив, и прежде всего бензинов и дизельных топлив.

Конечно, смесь по завершении перекачки можно изъять и отправить на последующую переработку. Однако практика показала, что это не только нерентабельно, но и неосуществимо по техническим причинам. Поэтому сегодня как в нашей стране, так и за рубежом установилась практика, согласно которой смесь нефтепродуктов, образующуюся при последовательной перекачке, в небольших количествах подмешивают к перекачиваемым нефтепродуктам. Конечно, для этого необходимо иметь достаточный ресурс «чистых» нефтепродуктов с так называемым *запасом качества*, чтобы добавление к ним порций смеси не нарушило товарные свойства перекачиваемых топлив. Процесс добавления смеси к нефтепродуктам, участвовавшим в перекачке, называется *раскладкой смеси*.

На рис. 24 показано, как обычно делят область смеси дизельного топлива (Д) и бензина (Б) в пункте приема

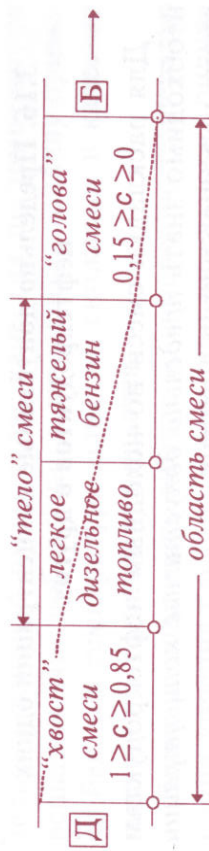


Рис. 24. Деление смеси на части перед раскладкой в пункте приема

Часть смеси, примыкающей к партии бензина, называемую обычно «головой» смеси, в которой концентрация бензина достаточно высока, не ниже 85%, с ходу направляют в резервуары с бензином.

Аналогично поступают с частью смеси, примыкающей к партии дизельного топлива. Эту часть называют «хвостом» смеси; в ней высока концентрация дизельного топлива, не ниже 85%. Эту часть смеси направляют с ходу в резервуары с дизельным топливом.

Оставшуюся нетоварную смесь, делят на две части: первую — обогащенную бензином, называют *легким дизельным топливом*, вторую — обогащенную дизельным топливом — *тяжелым бензином*. Каждую из двух частей направляют в отдельные резервуары, называемыми *смесями*. По мере поступления нефтепродуктов в соответствии с имеющимся у них запасом качества обе части нетоварной смеси понемногу добавляют в резервуары с качественными нефтепродуктами.

На практике составляют специальные карты раскладки смеси, позволяющие определить, какое количество смеси можно добавить в тот или иной резервуар. В частности, с помощью таких карт можно определить концентрации и моменты отсечки головы и хвоста смеси, чтобы в тот или иной резервуар попало не большее, чем допустимо, количество смеси.

3.16. Предельно допустимые концентрации одних нефтепродуктов в других

Для раскладки смеси по исходным нефтепродуктам необходимо знать *предельно допустимые концентрации* одних нефтепродуктов в других.

Как правило, одним из наиболее важных показателей качества бензина является параметр, характеризующий их фракционный состав (см.гл.1), — *температура конца кипения* $T_{кк}$, т.е. температура, при которой при заданном давлении в закрытом сосуде стандартных размеров выпадает определенная порция бензина. Для легких сортов бензина температура конца кипения составляет, согласно ГОСТ 305-82, 195 °С, для зимних, предназначенных для использования в холодное время года, она ниже и равна 185 °С. Чем ниже температура конца кипения бензина, тем больше в нем летучих углеводородных фракций, тем больший запас качества он имеет по этому параметру. Например, если температура конца кипения зимнего бензина составляет 180 °С (при установленной ГОСТом 185 °С), это означает, что запас качества бензина составляет 5 °С. От добавления к бензину примеси дизельного топлива, состоящего, как известно, из более тяжелых углеводородных фракций, температура конца кипения бензина повышается.

Для дизельного топлива характерным показателем качества является так называемая *температура вспышки* T_v . Это такая температура, при которой дизельное топливо в закрытом тигле начинает вспыхивать при нормальном атмосферном давлении. Согласно ГОСТ 305-82, температура вспышки различных сортов дизельного топлива может составлять 35, 40 и 62 °С. Если для данной партии дизельного топлива температура вспышки T_v выше установленной ГОСТом, то говорят, что данное ди-

зельное топливо имеет запас качества по температуре вспышки. При добавлении к дизельному топливу примеси бензина температура вспышки снижается и качество дизельного топлива ухудшается.

Воспроизводимость опытов по измерению температур конца кипения бензина и вспышки дизельного топлива установлена в 3 °С.

Если бензины и дизельные топлива имеют запасы качества, то к ним можно добавлять некоторое количество смеси. Для расчета *предельно допустимых концентраций* одного нефтепродукта в другом можно использовать следующие формулы.

Предельно допустимая концентрация дизельного топлива в бензине

$$\theta_{д/б} = \frac{(T_{кк}^0 - T_{кк})(T_{кк}^0 + T_{кк} - 248)}{28 \cdot (\rho_d - 753)} \% \quad (3.58)$$

Здесь $T_{кк}^0$ — температура конца кипения бензина, установленная ГОСТом (°С); $T_{кк}$ — истинная температура конца кипения бензина (°С); ρ_d — плотность дизельного топлива при температуре +20 °С (кг/м³) [4].

Пример 1. *Определить предельно допустимую концентрацию $\theta_{д/б}$ дизельного топлива $\rho_d = 830 \text{ кг/м}^3$ в бензине (зимнем), если температура конца его кипения по ГОСТ $T_{кк}^0 = 185^\circ \text{С}$, а фактическая — $T_{кк} = 182^\circ \text{С}$, т.е. запас качества составляет 3 °С.*

Решение. По формуле (3.58) находим:

$$\theta_{д/б} = \frac{(185 - 182)(185 + 182 - 248)}{28 \cdot (830 - 753)} = 0,166\%$$

Пример 2. Определить предельно допустимую концентрацию $\theta_{д/6}$ дизельного топлива $\rho_d = 830 \text{ кг/м}^3$ в бензине (летнем), если температура конца его кипения по ГОСТу $T_{к.к}^0 = 195^\circ\text{C}$, а фактическая — $T_{к.к} = 192^\circ\text{C}$, т.е. запас качества составляет 3°C .

Решение. По формуле (3.58) находим:

$$\theta_{д/6} = \frac{(195 - 192)(195 + 192 - 248)}{28 \cdot (830 - 753)} \approx 0,193\%.$$

Для расчета предельно допустимой концентрации $\theta_{д/6}$ бензина в дизельном топливе можно использовать формулу

$$\theta_{д/6} = \frac{1135}{T_s + 55} \cdot \lg \frac{T_s}{T_s^0}, \quad (3.59)$$

в которой T_s — температура вспышки дизельного топлива, установленная ГОСТом ($^\circ\text{C}$); T_s — фактическая температура вспышки ($^\circ\text{C}$) [4].

Пример 1. Определить предельно допустимую концентрацию $\theta_{д/6}$ бензина в дизельном топливе, если температура его вспышки по ГОСТу, $T_s^0 = 40^\circ\text{C}$, а фактическая — $T_s = 43^\circ\text{C}$, т.е. запас качества составляет 3°C .

Решение. По формуле (3.58) находим:

$$\theta_{д/6} = \frac{1135}{43 + 55} \cdot \lg \frac{43}{40} \approx 0,364\%.$$

Пример 2. Определить предельно допустимую концентрацию $\theta_{д/6}$ бензина в дизельном топливе, если температура его вспышки по ГОСТу, $T_s^0 = 62^\circ\text{C}$, а фактическая — $T_s = 65^\circ\text{C}$, т.е. запас качества составляет 3°C .

Решение. По формуле (3.58) находим:

$$\theta_{д/6} = \frac{1135}{65 + 55} \cdot \lg \frac{65}{62} \approx 0,194\%.$$

Ниже мы будем ориентироваться на значения предельно допустимых концентраций $\theta_{д/6}$ дизельного топлива в бензине и $\theta_{д/6}$ бензина в дизельном топливе, которые равны соответственно:

$$\theta_{д/6} = 0,17\% \text{ и } \theta_{д/6} = 0,20\% \quad (3.60)$$

При последовательной перекачке двух сортов бензина предельно допустимая концентрация $\theta_{1/2}$ одного из них в другом может быть рассчитана по предельно допустимому отклонению ΔO октанового числа смеси от номинального. При этом октановое число смеси двух бензинов пропорционально концентрации одного из них в смеси

$$\theta_{1/2} = \frac{\Delta O}{O_2 - O_1} \cdot 100\% \quad (3.61)$$

Пример. Октановое число автомобильного бензина А-76 равно 76. Октановое число автомобильного бензина Аи-92 равно 87. Определить предельно допустимую концентрацию бензина А-76 в бензине Аи-92 такую, чтобы отклонение октанового числа не превысило 0,5.

Решение.

$$\theta_{1/2} = \frac{0,5}{87 - 76} \cdot 100 = 4,55\%.$$

При последовательной перекачке двух дизельных топлив с различным содержанием серы c_1 и c_2 предельно допустимая концентрация первого из них во втором определяется допустимым отклонением $\theta_{1/2}$ этого содержания в смеси:

$$\theta_{1/2} = \frac{\Delta c}{c_1 - c_2} \cdot 100\% \quad (3.62)$$

Пример. Определить предельно допустимую концентрацию $\theta_{1/2}$ дизельного топлива с содержанием серы 0,5% в дизельном топливе с содержанием серы 0,2%, исходя из условия, чтобы содержание серы в последнем изменилось не более, чем на 0,01%.

Решение.

$$\theta_{1/2} = \frac{0,01}{0,5 - 0,2} \cdot 100 \approx 3,33\%$$

3.17. Расчет минимально допустимых объемов партий нефтепродуктов

Зная количество смеси, образующейся в зонах контакта последовательно перекачиваемых нефтепродуктов, а также предельно допустимые концентрации одного нефтепродукта в другом, можно поставить вопрос о минимально допустимых партиях нефтепродуктов, объемы которых обеспечивали бы полную раскладку всей смеси.

Для определенности рассмотрим последовательную перекачку партии бензина между партиями дизельного топлива (рис. 25). Объем партии бензина обозначим $V_{п.б}$

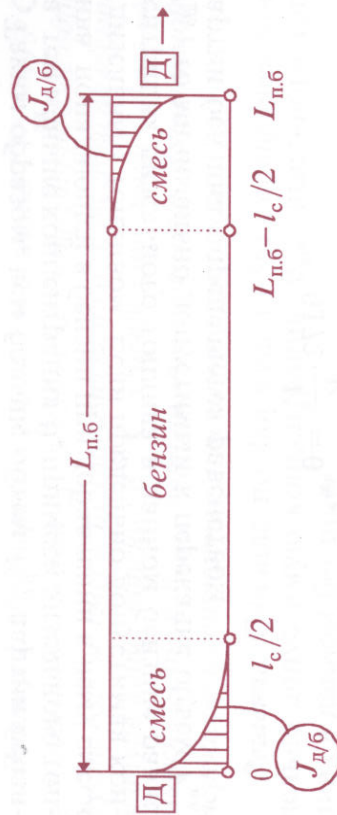


Рис. 25. К расчету минимально допустимого объема партий

($L_{п.б}$ — длина партии бензина). В начале и конце партии бензина образуется ее смесь с дизельным топливом. Объем этой смеси обозначим V_c . Если мы не хотим допустить пересортицу нефтепродуктов, то во всяком случае должны сохранить объем $V_{п.б}$ партии бензина неизменным. Для этого половину $V_c/2$ смеси в голове партии и половину $V_c/2$ смеси в хвосте партии нужно добавить к бензину. При этом в бензиновую партию попадет некоторое количество $2J_{д/6}$ примеси дизельного топлива, где $J_{д/6}$ выражается согласно равенству (3.50) через объем обла- сти смеси:

$$J_{д/6} = 0,0858 \cdot V_c$$

Вычислим концентрацию θ_d дизельного топлива в партии бензина:

$$\theta_d = \frac{2 \cdot J_{д/6}}{V_{п.б}} = \frac{2 \cdot J_{д/6}}{V_c} \cdot \frac{V_c}{V_{п.б}} = 2 \cdot 0,0858 \cdot \frac{V_c}{V_{п.б}} \approx 0,172 \cdot \frac{V_c}{V_{п.б}} \quad (3.63)$$

Таким образом, чем больше объем $V_{п.б}$ партии бензина, тем меньше концентрация $\theta_{д}$ примеси дизельного топлива, попадающей в бензин при добавлении к нему смеси с дизельным топливом. Если предельно допустимая концентрация дизельного топлива в данном бензине равна $\theta_{д/б}$, то минимально допустимый к перекачке объем $V_{п.б}$ партии бензина определяется равенством

$$0,172 \cdot \frac{V_c}{V_{п.б}} = \theta_{д/б},$$

откуда следует, что партия бензина, допустимая к перекачке в контакте с дизельным топливом, должна иметь объем, удовлетворяющий неравенству

$$V_{п.б} \geq V_{\min, п.б} = \frac{0,172}{\theta_{д/б}} \cdot V_c. \quad (3.64)$$

Аналогично этому партия дизельного топлива, допустимая к перекачке в контакте с бензином, должна иметь объем, удовлетворяющий неравенству

$$V_{п.д} \geq V_{\min, п.д} = \frac{0,172}{\theta_{б/д}} \cdot V_c. \quad (3.65)$$

Если ориентироваться на минимальные запасы качества у транспортируемых нефтепродуктов, 3 °С (см. 3.60), то объемы минимально допустимых к перекачке партий бензина и дизельного топлива

$$V_{\min, п.б} \approx 100 \cdot V_c \text{ и } V_{\min, п.д} \approx 85 \cdot V_c, \quad (3.66)$$

соответственно.

Пример 1. При перекачке летнего бензина ($T_{к.к}^{\circ} = 195^{\circ} \text{C}$) и дизельного топлива ($\rho_{д} = 830 \text{ кг/м}^3$) в трубопроводе образуется 350 м^3 смеси. Бензин имеет запас качества по температуре конца кипения 8°C . Определить минимально возможный объем $V_{\min, п.б}$ партии этого бензина, допустимой к перекачке в контакте с дизельным топливом.

Решение. Сначала по формуле (3.58) определяем предельно допустимую концентрацию $\theta_{д/б}$ дизельного топлива в данном бензине:

$$\theta_{д/б} = \frac{(195 - 187)(195 + 187 - 248)}{28 \cdot (830 - 753)} \approx 0,497\%.$$

Затем по формуле (3.64) находим минимальный объем партии бензина:

$$V_{\min, п.б} = \frac{0,172}{0,00497} \cdot 350 \approx 12113 \text{ м}^3.$$

Пример 2. При перекачке дизельного топлива ($T_{б}^{\circ} = 40^{\circ} \text{C}$) и бензина в трубопроводе образуется 350 м^3 смеси. Дизельное топливо имеет запас качества по температуре вспышки 8°C . Определить минимально возможный объем $V_{\min, п.д}$ партии этого дизельного топлива, допустимой к перекачке в контакте с бензином.

Решение. Сначала по формуле (3.59) определяем предельно допустимую концентрацию $\theta_{б/д}$ бензина в данном дизельном топливе:

$$\theta_{б/д} = \frac{1135}{48 + 55} \cdot \lg \frac{48}{40} \approx 0,873\%.$$

Затем по формуле (3.65) находим минимальный объем партии дизельного топлива:

$$V_{\min, \text{д.б}} = \frac{0,172}{0,00873} \cdot 350 \approx 6896 \text{ м}^3.$$

3.18. Расчет годового числа циклов последовательной перекачки нефтепродуктов

Продолжительностью $T(\text{ч})$ цикла перекачки или ее *периодом* называют интервал времени между началом за-
качки в трубопровод серии партий нефтепродуктов, формируемых в соответствии с правилами п. 2.2, и началом за-
качки очередной серии из таких же партий. Например, если последовательно перекачиваются только бензины и дизельные топлива, то продолжительность цикла равна сумме продолжительностей за-
качки всех сортов бензина и продолжительностей за-
качки всех сортов дизельного топлива.

Годовое число N циклов перекачки связано с продолжительностью T цикла перекачки формулой

$$N = \frac{8400}{T}, \quad (3.67)$$

в которой 8400 — нормативное число часов годовой работы нефтепродуктопровода (350 сут).

Пусть G_1, G_2, \dots, G_n — массовые грузопотоки первого, второго и т.д. нефтепродуктов в год, а $\xi_1, \xi_2, \dots, \xi_n$ — доли этих нефтепродуктов, которые приходят к концу трубопровода, где происходит раскладка образующихся смесей. Тогда

да в конце трубопровода имеется следующий ресурс нефтепродуктов: $G_1 \xi_1, G_2 \xi_2, \dots, G_n \xi_n$.

Раскладку образующейся смеси осуществляют, как правило, не во всех нефтепродуктах. Из этого процесса исключают высокооктановый бензин, авиакеросин, экспортные сорта некоторых топлив. Если ввести коэффициенты $\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_n$, показывающие, какую долю каждого нефтепродукта можно использовать для раскладки в нем смеси, то ресурс нефтепродуктов для раскладки смеси выглядит так: $\beta_1 \xi_1 G_1, \beta_2 \xi_2 G_2, \dots, \beta_n \xi_n G_n$. При этом некоторые из коэффициентов β могут быть равными нулю.

Объемы $V_{\min, n1}, V_{\min, n2}, \dots, V_{\min, nn}$ минимально допустимых партий первого, второго, ..., n -го нефтепродуктов, соответственно, достаточные для раскладки всего объема образовавшейся смеси, рассчитывают по правилам, зная их величины и ресурс нефтепродуктов, в которых можно производить раскладку смеси, легко найти *максимально возможное* годовое число N циклов перекачки:

$$N = \min \left\{ \frac{\beta_1 \xi_1 G_1}{\rho_1 V_{\min, n1}}, \frac{\beta_2 \xi_2 G_2}{\rho_2 V_{\min, n2}}, \dots, \frac{\beta_n \xi_n G_n}{\rho_n V_{\min, nn}} \right\}. \quad (3.68)$$

Так, например, если речь идет о перекачке бензина и дизельного топлива с минимальными запасами качества в 3°C , то согласно формулам (3.66) имеем:

$$N = \min \left\{ \frac{\beta_6 \xi_6 G_6}{100 \rho_6 V_c}, \frac{\beta_n \xi_n G_n}{85 \rho_n V_c} \right\}. \quad (3.69)$$

Пример. При последовательной перекачке бензина ($\rho_6 = 740 \text{ кг/м}^3$) и дизельного топлива ($\rho_d = 835 \text{ кг/м}^3$) по нефтепродуктопроводу с внутренним диаметром 514 мм и длиной 700 км (см. пример из п. 3.8) в одном контакте образуются 530 м³ смеси. Нефтепродукты имеют минимальный запас качества — 3 °С по температуре конца кипения (для бензина) и температуре вспышки (для дизельного топлива). Определить максимально возможное годовое число циклов перекачки, если по трубопроводу перекачивают $1,5 \cdot 10^6 \text{ т}$ бензина и $3 \cdot 10^6 \text{ т}$ дизельного топлива, причем из-за путевого отбора к концу трубопровода доходит 85% бензина и 75% дизельного топлива. Предполагается, что весь бензин и все дизельное топливо используются для раскладки смеси.

Решение. Из условия задачи имеем: $\xi_6 = 0,85$; $\xi_d = 0,75$; $\beta_6 = \beta_d = 1$. Сначала находим:

$$N_6 = \frac{\beta_6 \xi_6 G_6}{100 \rho_6 V_c} = \frac{1 \cdot 0,85 \cdot 1,5 \cdot 10^6 \cdot 10^3}{100 \cdot 740 \cdot 530} = 32,5;$$

$$N_d = \frac{\beta_d \xi_d G_d}{85 \rho_d V_c} = \frac{1 \cdot 0,75 \cdot 3 \cdot 10^6 \cdot 10^3}{85 \cdot 835 \cdot 530} = 59,8.$$

Затем по формуле (3.69) определяем N — максимально возможное годовое число циклов перекачки:

$$N = \min \{N_6, N_d\} = \min \{32,5; 59,8\} = 32.$$

3.19. Расчет необходимой вместимости резервуарного парка

Вместимость резервуарного парка, необходимого для обеспечения технологического процесса последовательной перекачки, определяется производительностью нефтепродуктопровода, номенклатурой транспортируемых нефтепродуктов и годовым числом циклов перекачки.

В соответствии с самой сущностью технологии последовательной перекачки резервуарный парк головного, конечного или промежуточных объектов нефтепродуктопровода должен быть таким, чтобы обеспечивать накопление одних нефтепродуктов, пока другие закачиваются в трубопровод. Очевидно, что чем больше годовое число циклов перекачки, тем меньше требуется резервуарной емкости, поэтому, казалось бы, нужно увеличивать число циклов перекачки. Однако, чем больше циклов перекачки, тем больше общий объем образующейся смеси и тем больше должны быть партии нефтепродуктов, необходимые для ее раскладки.

Определим вместимость резервуарного парка, например, на головной перекачивающей станции (ГПС). Пусть $\Omega_k (\text{м}^3/\text{ч})$ — скорость поступления k -го нефтепродукта в резервуары ГПС, а $Q (\text{м}^3/\text{ч})$ — скорость его откачки трубопроводом. Обозначим также искомую вместимость резервуарного парка ГПС для данного нефтепродукта через $V_k (\text{м}^3)$.

Анализ начнем с момента, когда резервуарный парк заполнен k -м нефтепродуктом и начинается закачка последнего в трубопровод. Поскольку отбор нефтепродукта из резервуаров ведется с расходом Q и в то же время резервуары пополняются с расходом Ω_k , то время, за кото-

рое резервуары с этим нефтепродуктом опорожняются, равно $V_k/(Q - \Omega_k)$. Остальную часть времени $[T - V_k/(Q - \Omega_k)]$ цикла, когда в трубопровод закачивают другие нефтепродукты, происходит накопление k -го нефтепродукта с интенсивностью Ω_k . Отсюда с очевидностью следует равенство

$$\Omega_k \cdot \left(T - \frac{V_k}{Q - \Omega_k} \right) = V_k,$$

которое позволяет найти выражение для V_k :

$$V_k = \Omega_k \cdot T \cdot \left(1 - \frac{\Omega_k}{Q} \right), \quad (3.70)$$

Величина $\Omega_k T$, определяющая суммарный объем k -го нефтепродукта, поступившего в резервуарный парк ГПС за время цикла, представляет собой объем партии этого нефтепродукта, поэтому ее можно выразить через грузопоток G_k и число N циклов:

$$\Omega_k \cdot T = \frac{G_k}{\rho_k \cdot N}.$$

Кроме того, скорость Ω_k поступления k -го нефтепродукта в резервуары ГПС так же можно представить через грузопоток G_k : $\Omega_k = G_k/(8400 \cdot \rho_k)$, поэтому расчетный объем $(V_k)_p$ резервуарной емкости для k -го нефтепродукта может быть представлен в виде формулы

$$(V_k)_p = \frac{G_k}{\rho_k \cdot N} \cdot \left(1 - \frac{G_k}{8400 \rho_k \cdot Q} \right).$$

На практике, однако, в полученную формулу вводят поправочный коэффициент κ , учитывающий неравномерность работы нефтепродуктопровода, а также коэффициент η_k , учитывающий неполноту использования резервуарной емкости с k -м нефтепродуктом. Поэтому формула для вместимости V_k части резервуарного парка, предназначенной для k -го нефтепродукта, приобретает вид

$$V_k = \frac{\kappa}{\eta_k N} \cdot \frac{G_k}{\rho_k} \left(1 - \frac{G_k}{8400 \rho_k \cdot Q} \right),$$

а общая вместимость $V_{г.сп}$ всего резервуарного парка ГПС находится суммированием по n (числу видов нефтепродуктов):

$$V_{г.сп} = \frac{\kappa}{N} \cdot \sum_{k=1}^{k=n} \frac{G_k}{\eta_k \cdot \rho_k} \cdot \left(1 - \frac{G_k}{8400 \rho_k \cdot Q} \right). \quad (3.71)$$

Коэффициент κ принимается, как правило, равным 1,15 ÷ 1,30, а коэффициенты η_k — 0,80 ÷ 0,85.

Аналогично рассчитывается общая вместимость резервуарного парка конечного наливного пункта (КНП):

$$V_{к.н.п} = \frac{\kappa}{N} \cdot \sum_{k=1}^{k=n} \frac{\xi_k \cdot G_k}{\eta_k \cdot \rho_k} \cdot \left(1 - \frac{\xi_k \cdot G_k}{8400 \rho_k \cdot Q} \right), \quad (3.72)$$

где $\xi_k \cdot G_k$ — масса k -го нефтепродукта, поступающего в конец трубопровода после путевых отборов.

Пример. Определить общую вместимость резервуарного парка ГПС нефтепродуктопровода, перекачивающего ав-

томобильный бензин ($\rho_6 = 735 \text{ кг/м}^3$) в количестве $1,5 \cdot 10^6 \text{ т}$ в год и дизельное топливо ($\rho_d = 840 \text{ кг/м}^3$) в количестве $3 \cdot 10^6 \text{ т}$ в год со средней производительностью $1000 \text{ м}^3/\text{ч}$. Перекачка ведется с цикличностью 50 циклов в год. Коэффициент неравномерности работы нефтепродуктопровода принять равным 1,2; коэффициенты неполноты использования резервуаров: для бензина — 0,85; для дизельного топлива — 0,80.

Решение. По формуле (3.71) находим:

$$V_{\text{зис}} = \frac{1,2}{50} \cdot \left[\frac{1,5 \cdot 10^9}{0,85 \cdot 735} \cdot \left(1 - \frac{1,5 \cdot 10^9}{8400 \cdot 735 \cdot 1000} \right) \right] + \frac{1,2}{50} \left[\frac{3 \cdot 10^9}{0,8 \cdot 840} \cdot \left(1 - \frac{3 \cdot 10^9}{8400 \cdot 840 \cdot 100} \right) \right] = 43623 + 61589 = 105212 \text{ м}^3.$$

Упражнения.

1. Автомобильный бензин ($\rho_6 = 735 \text{ кг/м}^3$, $v_6 = 0,6 \text{ сСт}$) и дизельное топливо ($\rho_d = 840 \text{ кг/м}^3$, $v = 9 \text{ сСт}$) последовательно перекачивают с производительностью $1000 \text{ м}^3/\text{ч}$ по магистральному нефтепродуктопроводу ($L = 750 \text{ км}$, $D = 530 \text{ мм}$, $\delta = 8 \text{ мм}$, $\Delta = 0,3 \text{ мм}$). Годовой объем перекачки составляет: по бензину 2,5 млн. т, по дизельному топливу — 5,0 млн. т, причем промежуточные потребители, подключенные к трубопроводу отводами, забирают 0,5 млн. т бензина и 1,0 млн. т дизельного топлива. Исходя из минимального запаса качества у транспортируемых нефтепродуктов в 3°C по температуре конца кипения и вспышки, определить максимально возможное годовое число циклов перекачки и необходимую вместимость ре-

зервуарного парка ГПС. Принять, что коэффициенты неполноты использования резервуаров равны 0,82, а $K=1,2$.

Ответ. 46; 127 тыс.м³.

2. Используя условия предыдущей задачи, определить, на сколько увеличилось бы годовое число циклов перекачки, а также на сколько снизилась бы необходимая вместимость резервуарного парка ГПС, если бы завод гарантировал запас качества по температуре конца кипения бензина не 3, а 6°C , т.е. если бы бензин, поставляемый для перекачки, имел температуру конца кипения не 195 по ГОСТу, а 189°C .

Ответ. С 46 до 91 цикла в год; с 127 до 64,2 тыс.м³.

3. По нефтепродуктопроводу ($L = 180 \text{ км}$, $D = 273 \text{ мм}$, $\delta = 8 \text{ мм}$, $\Delta = 0,3 \text{ мм}$) с расходом $280 \text{ м}^3/\text{ч}$ перекачивают два сорта автомобильного бензина А-76 (в количестве 300 тыс.т в год) и Аи-92 (в количестве 100 тыс.т в год). Плотности и вязкости бензинов приблизительно одинаковы и равны 735 кг/м^3 и $0,6 \text{ сСт}$. Октановые числа бензинов А-76 и Аи-92 (по исследовательскому методу) равны 76 и 87, соответственно. Определить максимально возможное годовое число циклов перекачки данных бензинов, если известно, что образующаяся смесь складывается поровну между партиями каждого сорта, причем изменение октанового числа каждого бензина от добавления смеси с другим бензином не должно превышать 0,1.

Ответ. 134.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТЕПРОДУКТОВ

Основная особенность гидравлики трубопроводного транспорта светлых нефтепродуктов состоит в необходимости учета различий в плотности и вязкости перекачиваемых жидкостей. Если, например, бензины имеют плотности порядка 750 кг/м^3 , то дизельные топлива более чем на 10% тяжелей; плотность дизельных топлив — порядка 840 кг/м^3 . Вязкости бензинов находятся в пределах $0,4 \div 0,6 \text{ сСт}$, вязкости дизельных топлив в $10\text{—}15$ раз больше; они составляют $4,0 \div 12,0 \text{ сСт}$. Такое различие в свойствах перекачиваемых жидкостей не может не сказываться на гидравлических режимах их совместной (последовательной) транспортировки. По мере продвижения партий нефтепродуктов с различными плотностями и вязкостями изменяются давления на головной и промежуточных станциях, возникают такие неприятные явления, как дросселирование части напора, скачки давления при смене нефтепродукта на перекачивающих станциях и др. Для согласования режимов работы участков нефтепродуктопровода, ведущего перекачку по схеме «из насоса в насос», требуется при- менять регулирование.

Ниже излагаются гидравлические аспекты перекачки нефтепродуктов с различающимися свойствами.

4.1. Гидравлическое описание работы участка нефтепродуктопровода при перекачке одного нефтепродукта

4.1.1. Уравнение Бернулли

В основе гидравлического описания работы участка нефтепродуктопровода, по которому осуществляется перекачка только одного нефтепродукта (рис. 26), лежит хорошо известное уравнение Бернулли:

$$\left(\frac{p_1}{\rho g} + z_1 \right) - \left(\frac{p_2}{\rho g} + z_2 \right) = h_{\text{н-2}}, \quad (4.1)$$

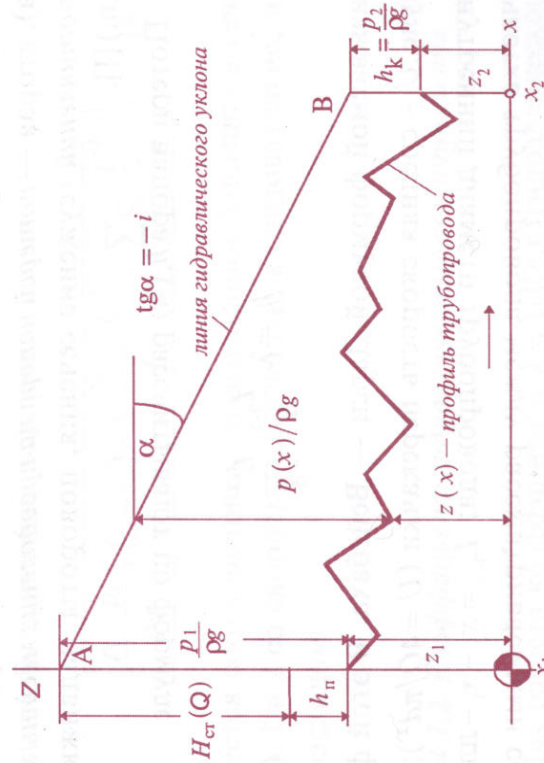


Рис. 26. К гидравлическому расчету участка нефтепродуктопровода

в котором p_1, p_2 — давления в сечениях x_1, x_2 нефтепродуктопровода, соответственно; z_1, z_2 — высотные отметки этих сечений, а h_{1-2} — потери напора на участке $[x_1, x_2]$ трубопровода. Отношение $p/\rho g$ называется пьезометрическим напором, а величина z — геометрическим напором в сечении x трубопровода. Обе величины измеряются в метрах.

Потери напора h_{1-2} на участке 1-2 нефтепродуктопровода состоят из двух частей:

$$h_{1-2} = h_t + h_m. \quad (4.2)$$

Первая из них называется *потерей напора на трение* (она выражает потерю механической энергии за счет сил внутреннего трения слоев вязкой жидкости друг о друга), вторая — *потерей напора на преодоление местных сопротивлений* (сужение сечения, повороты, задвижки и т.п.) [1].

Потери напора h_t (м) рассчитывают по формуле

$$h_t = \lambda \cdot \frac{L_{1-2}}{d} \cdot \frac{U^2}{2g}, \quad (4.3)$$

называемой формулой Дарси — Вейсбаха. В этой формуле U — средняя скорость перекачки ($U = 4Q/\pi d^2$); d — внутренний диаметр трубопровода; $L_{1-2} = x_2 - x_1$ — длина участка трубопровода между рассматриваемыми сечениями x_1 и x_2 ; λ — коэффициент гидравлического сопротивления.

Потери напора h_m (м) рассчитывают по формуле

$$h_m = \sum_j \zeta_j \cdot \frac{U^2}{2g}, \quad (4.4)$$

в которой ζ_j — коэффициенты местных сопротивлений, а суммирование осуществляется по всем таким сопротивлениям на участке 1-2. Иногда наличие местных сопротивлений в магистральном нефтепродуктопроводе учитывают огрубленно, полагая $h_m = k \cdot h_t$, где k — коэффициент, равный приблизительно 1,02-1,05.

Если учесть, что коэффициент λ гидравлического сопротивления зависит (через число Рейнольдса) от скорости перекачки и, значит, от производительности трубопровода, то уравнение Бернулли (4.1) с учетом формул (4.2) — (4.4), записанное в форме

$$\frac{p_1 - p_2}{\rho g} + (z_1 - z_2) = \lambda \cdot \frac{L_{1-2}}{d} \cdot \frac{U^2}{2g} + \sum_j \zeta_j \cdot \frac{U^2}{2g}, \quad (4.5)$$

является соотношением, связывающим давления в сечениях 1 и 2 со скоростью перекачки, а следовательно, и с ее расходом.

4.1.2. Коэффициент гидравлического сопротивления

Для расчета коэффициента $\lambda = \lambda(Re, \varepsilon)$ гидравлического сопротивления можно использовать следующие формулы: если число Рейнольдса $Re = Ud/\nu < 2320$, то течение нефтепродукта — ламинарное и

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}} \quad (\text{формула Стокса}); \quad (4.6)$$

если $2320 \leq \text{Re} < 10^4$, то режим течения нефтепродукта — «переходный турбулентный» и

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}} \cdot (1 - \gamma) + \frac{0,3164}{\sqrt[4]{\text{Re}}} \cdot \gamma, \quad (4.7)$$

где $\gamma = 1 - e^{-0,2(\text{Re} - 2320)}$ — коэффициент перемежаемости;

если $10^4 < \text{Re} < 27/\varepsilon^{1,143}$ ($\varepsilon = \Delta/d$ — относительная шероховатость внутренней поверхности трубопровода), то течение нефтепродукта происходит в развитом турбулентном режиме, в зоне так называемых «гидравлически гладких труб» (коэффициент λ не зависит от шероховатости):

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{\text{Re}}} \quad (\text{формула Блазиуса}); \quad (4.8)$$

если $27/\varepsilon^{1,143} < \text{Re} < 500/\varepsilon$, то реализуется течение нефтепродукта в зоне «смешанного трения» и

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\varepsilon + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{1/4} \quad (\text{формула Альтшуля}); \quad (4.9)$$

если $\text{Re} > 500/\varepsilon$, то течение нефтепродукта происходит в зоне «квадратичного трения» (т.к. если λ не зависит от скорости течения, то потери напора пропорциональны квадрату скорости течения) и

$$\lambda = 0,11 \cdot \varepsilon^{1/4} \quad (\text{формула Шифринсона}). \quad (4.10)$$

Пример 1. Найти коэффициент гидравлического сопротивления и потери напора на трение при перекачке по трубопроводу с диаметром $d = 0,361$ м ($\Delta = 0,15$ мм) и протяженностью 125 км дизельного топлива ($\rho_d = 840$ кг/м³, $\nu = 9$ сСт) с расходом 400 м³/ч.

Решение. Находим скорость перекачки и число Рейнольдса:

$$U = 4Q/S = 4 \cdot 400 / (3600 \cdot 3,14 \cdot 0,361^2) \approx 1,086 \text{ м/с};$$

$$\text{Re} = Ud/\nu = 1,086 \cdot 0,361 / (9 \cdot 10^{-6}) \approx 43560.$$

Отсюда видно, что для вычисления λ следует воспользоваться формулой Блазиуса (4.8):

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{43560}} = 0,0219.$$

Наконец, по формуле (4.3) находим потери напора на трение на участке трубопровода:

$$h_\tau = 0,0219 \cdot \frac{125000}{0,361} \cdot \frac{1,086^2}{2 \cdot 9,81} = 455,8 \text{ м}.$$

Если перевести полученный результат в потери давления ($\Delta p = \rho_d g h_\tau$), то они составят примерно 38,3 атм.

Пример 2. Найти коэффициент гидравлического сопротивления и потери напора на трение при перекачке по трубопроводу с диаметром $d = 0,361$ мм ($\Delta = 0,15$ мм) и протяженностью 125 км бензина ($\rho_6 = 740$ кг/м³, $\nu = 0,6$ сСт) с расходом 400 м³/ч.

Решение. Находим скорость перекачки и число Рейнольдса:

$$U = 4Q/S = 4 \cdot 400 / (3600 \cdot 3,14 \cdot 0,361^2) \approx 1,086 \text{ м/с};$$

$$Re = Ud/\nu = 1,086 \cdot 0,361 / (0,6 \cdot 10^{-6}) \approx 653410.$$

Отсюда видно, что для вычисления λ следует воспользоваться формулой Шифринсона (4.10):

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{0,15}{361} \right)^{1/4} = 0,0157.$$

Наконец, по формуле (4.3) находим потери напора на трение на участке трубопровода:

$$h_r = 0,0157 \cdot \frac{125000}{0,361} \cdot \frac{1,086^2}{2 \cdot 9,81} \approx 326,8 \text{ м}.$$

Если перевести полученный результат в потери давления ($\Delta p = \rho_6 g h_r$), то они составят примерно 24,2 атм, т.е. на 14 атм меньше, чем при перекачке дизельного топлива.

4.1.3. Гидравлический уклон

Прямая АВ, представляющая зависимость полного напора H от координаты x вдоль оси трубопровода: $H(x) = z(x) + p(x)/\rho g$ (рис. 26), называется *линией гидравлического уклона*. Абсолютная величина тангенса угла ее наклона к горизонтالي называется гидравлическим уклоном:

$$-\frac{dH}{dx} = |\operatorname{tg} \alpha| = i = \lambda \cdot \frac{1}{d} \cdot \frac{U^2}{2g}; \quad i = i(Q). \quad (4.11)$$

Величина $1000 \cdot i$ дает падение напора в м на км пути. Так, например, гидравлический уклон $i = 0,003$ означает падение напора 3 м на 1 км пути и т.д.

Пример 1. Определить гидравлический уклон участка нефтепродуктопровода ($D = 377$ мм, $\delta = 8$ мм, $\Delta = 0,2$ мм), перекачивающего дизельное топливо ($\nu = 11$ сСт) с расходом 500 м³/ч. Как изменится гидравлический уклон, если с тем же расходом по участку будут перекачивать бензин ($\nu = 0,6$ сСт)?

Решение. Гидравлический уклон рассчитывается по формуле (4.11):

$$d = D - 2\delta = 0,377 - 0,016 = 0,361 \text{ м};$$

$$\varepsilon = \Delta/d = 0,2/361 = 0,00055;$$

$$U = 4Q/\pi \cdot d^2 = 4 \cdot 500 / (3600 \cdot 3,14 \cdot 0,361^2) \approx 1,358 \text{ м/с};$$

$$Re = Ud/\nu = 1,358 \cdot 0,361 / (11 \cdot 10^{-6}) \approx 44567;$$

$$\lambda = 0,11 \cdot (\epsilon + 68/\text{Re})^{0,25} = 0,11 \cdot (0,00055 + 68/44567)^{0,25} \approx 0,0235;$$

$$i = 0,0235 \cdot \frac{1}{0,361} \cdot \frac{1,358^2}{2 \cdot 9,81} \approx 0,00612,$$

т.е. 6,12 м на 1 км трубопровода.

Если бы по нефтепродуктопроводу перекачивали бензин, то число Рейнольдса было бы равно ≈ 817000 , $\lambda_s \approx 0,01745$, $i = 0,00454$, т.е. 4,54 м на 1 км трубопровода.

4.1.4. Уравнение баланса напоров

Начальный напор H_1 в линии нагнетания перекачивающей станции складывается из трех составляющих (рис. 26):

$$H_1 = z_1 + \frac{p_1}{\rho g} = z_1 + h_n + H_{\sigma}(Q),$$

где h_n — подпор перед станцией (напор в линии всасывания станции) и $H_{\sigma}(Q)$ — дифференциальный напор станции (напор, создаваемый насосами станции). Последний зависит от производительности трубопровода Q . Он определяется главным образом $(Q - H)$ -характеристиками насосов, их типом и числом, а также характеристиками трубопроводной обвязки станции.

Напор H_2 в конце трубопровода складывается из двух составляющих: геометрического напора z_2 и конечного напора $h_k = p_2/\rho g$:

$$H_2 = z_2 + \frac{p_2}{\rho g} = z_2 + h_k.$$

Уравнение Бернулли (4.1), записанное для начального и конечного сечений трубопровода:

$$H_1 - H_2 = h_{\zeta} + h_m,$$

$$\left[z_1 + h_n + H_{\sigma}(Q) \right] - [z_2 + h_k] = \lambda \cdot \frac{L_{1-2}}{d} \cdot \frac{U^2}{2g} + \sum_j \zeta_j \cdot \frac{U^2}{2g}$$

или

$$h_n + H_{\sigma}(Q) = h_k + (z_2 - z_1) + i(Q) \cdot L_{1-2} + \sum_j \zeta_j \cdot \frac{Q^2}{2g \cdot S^2}, \quad (4.12)$$

где $S = \pi d^2/4$, называется **уравнением баланса напоров** и служит для определения производительности Q (расхода) перекачки.

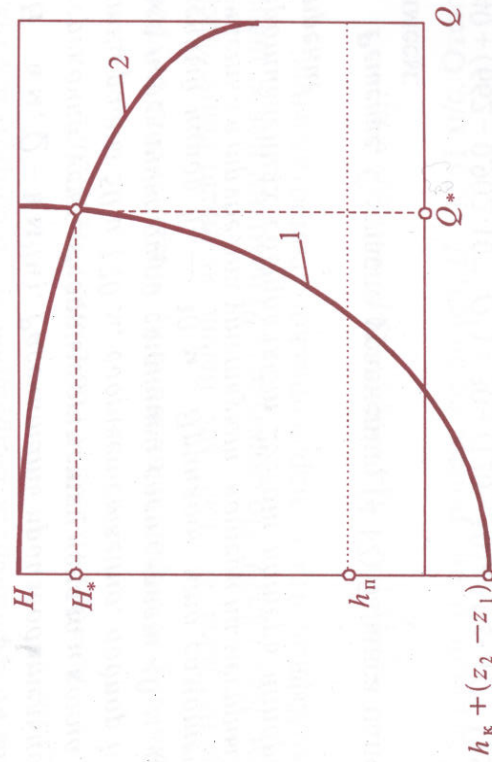


Рис. 27. Совмещенные $(Q-H)$ -характеристики трубопровода (1) и перекачивающей станции (2)

На рис. 27 представлены совмещенные ($Q-H$)-характеристики трубопровода и перекачивающей станции, дающие графическое решение уравнения (4.12). Точка (Q, H), где Q есть решение уравнения (4.12), а $H = H(Q)$, называется рабочей точкой системы «трубопровод — перекачивающая станция».

Пример. По участку нефтепродуктопровода ($L = 125$ км, $D = 530$ мм, $\delta = 8$ мм, $\Delta = 0,25$ мм) ведется перекачка дизельного топлива ($\rho_d = 840$ кг/м³, $\nu_d = 9$ сСт) двумя центробежными насосами НМ 1250 — 260, соединенными последовательно, так что их совместная ($Q-H$)-характеристика имеет вид

$$H = 662 - 0,902 \cdot 10^{-4} \cdot Q^2,$$

(H — в м, Q — в м³/ч). Рассчитать производительность перекачки, если высотные отметки начала и конца участка равны 50 и 120 м, соответственно, подпор h_n перед перекачивающей станцией составляет 40 м, а конечный напор h_k — 30 м. Принять, что самотечные участки в трубе отсутствуют; потери на местных сопротивлениях составляют 2% от потерь напора на трение.

Решение. Согласно уравнению (4.12) баланса напоров имеем:

$$40 + (662 - 0,902 \cdot 10^{-4} \cdot Q^2) = 30 + (120 - 50) + 1,02 \cdot i(Q) \cdot 125000.$$

Если учесть, что

$$i(Q) = \lambda \cdot \frac{1}{0,514} \cdot \frac{U^2}{2 \cdot 9,81} \cong 0,09916 \cdot \lambda U^2$$

и

$$Q = 3600 \cdot U \cdot S = 3600 \cdot 314 \cdot 0,514^2 / 4 \cdot U = 746,6 \cdot U,$$

то получим уравнение

$$752 - 50,7 \cdot U^2 = 12643 \cdot \lambda U^2$$

для определения скорости U движения нефтепродукта.

Решая это уравнение последовательными приближениями, полагаем сначала $\lambda_1 = 0,02$. Тогда из уравнения находим: $U = 1,574$ м/с. Вычисляя число Рейнольдса, имеем: $Re = 1,574 \cdot 0,514 / (9 \cdot 10^{-6}) = 89893$. По формуле (4.9) находим коэффициент λ гидравлического сопротивления:

$$\lambda_2 = 0,11 \cdot (0,25/514 + 68/89893)^{1/4} \cong 0,0207.$$

Для второй итерации полагаем $\lambda_1 = 0,0207$. Тогда из уравнения находим: $U = 1,551$ м/с. Вычисляя число Рейнольдса, имеем: $Re = 88579$. По формуле (4.9) находим новое значение коэффициента λ гидравлического сопротивления:

$$\lambda_3 = 0,11 \cdot (0,25/514 + 68/88579)^{1/4} \cong 0,0207 = \lambda_2.$$

Интеграционный процесс закончен; $U = 1,551$ м/с. Отсюда находим расход перекачки:

$$Q = 746,6 \cdot U = 746,6 \cdot 1,551 \cong 1158 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

4.1.5. Характеристики насосов

Характеристики $(Q-H)$ центробежных насосов часто аппроксимируют двухчленной зависимостью

$$H = a - b \cdot Q^2, \quad (4.13)$$

в которой напор H измеряется в м, а расход Q — в м³/ч, поэтому размерность коэффициента a — м, а размерность коэффициента b — м/(м³/ч)².

Аналогично $(\eta-Q)$ — к.п.д. характеристики центробежных насосов аппроксимируют зависимостью

$$\eta = \kappa_1 \cdot Q - \kappa_2 \cdot Q^2, \quad (4.14)$$

в которой η — коэффициент полезного действия насоса; κ_1 [ч/м³] и κ_2 [(ч/м³)²] — коэффициенты аппроксимации.

При последовательном соединении насосов складываются напоры: если $H = a_1 - b_1 \cdot Q^2$ — характеристика первого насоса, $H = a_2 - b_2 \cdot Q^2$ — характеристика второго насоса, то система двух последовательно включенных насосов имеет характеристику:

$$H = (a_1 + a_2) - (b_1 + b_2) \cdot Q^2. \quad (4.15)$$

При параллельном соединении насосов складываются расходы: если $H = a_1 - b_1 \cdot Q^2$ — характеристика первого насоса, $H = a_2 - b_2 \cdot Q^2$ — характеристика второго насоса, то система двух параллельно включенных насосов имеет характеристику:

$$\sqrt{(a_1 - H)/b_1} + \sqrt{(a_2 - H)/b_2} = Q. \quad (4.16)$$

Пример 1. $(Q-H)$ — характеристика центробежного насоса НМ 1250-260 с диаметром рабочего колеса 440 мм имеет вид

$$H = 331 - 0,451 \cdot 10^{-4} \cdot Q^2,$$

а другого насоса той же марки, но с диаметром рабочего колеса 465 мм — вид

$$H = 374 - 0,451 \cdot 10^{-4} \cdot Q^2,$$

(H — в м, Q — в м³/ч). Какую характеристику будет иметь система этих двух насосов, соединенных последовательно?

Решение. Согласно (4.15) получаем:

$$H = (331 + 374) - 2 \cdot 0,451 \cdot 10^{-4} \cdot Q^2 = 705 - 0,902 \cdot 10^{-4} \cdot Q^2.$$

Пример 2. $(Q-H)$ — характеристика центробежного насоса НМ 1250-260 с диаметром рабочего колеса 440 мм имеет вид

$$H = 331 - 0,451 \cdot 10^{-4} \cdot Q^2,$$

а другого насоса той же марки, но с диаметром рабочего колеса 465 мм — вид

$$H = 374 - 0,451 \cdot 10^{-4} \cdot Q^2,$$

(H — в м, Q — в м³/ч). Какую характеристику будет иметь система этих двух насосов, соединенных параллельно?

Решение. Согласно (4.16) получаем:

$$\sqrt{(331 - H)/0,451 \cdot 10^{-4}} + \sqrt{(374 - H)/0,451 \cdot 10^{-4}} = Q,$$

или

$$\sqrt{331 - H} + \sqrt{374 - H} = 6,71 \cdot 10^{-3} \cdot Q, \text{ где } H < 331 \text{ м.}$$

При выборе насосов для перекачки нефтепродуктов часто возникает необходимость в изменении гидравлических характеристик этих насосов. Как правило, изменения осуществляют путем замены рабочего колеса насоса рабочим колесом другого (большего или меньшего) диаметра, а также изменением частоты вращения рабочего колеса.

При замене рабочего колеса центробежного насоса его $(Q-H)$ -характеристика изменяется. Если первоначальный диаметр рабочего колеса был D_0 , а характеристика имела вид: $H = a - b \cdot Q^2$, то после замены рабочего колеса на колесо с диаметром D_1 , его рабочая характеристика будет иметь вид

$$H = a \cdot \left(\frac{D_1}{D_0} \right)^2 - b \cdot Q^2. \quad (4.17)$$

Пример 1. $(Q-H)$ -характеристика центробежного насоса НМ 1250-260 с диаметром рабочего колеса 465 мм имеет вид

$$H = 369,7 - 0,451 \cdot 10^{-4} \cdot Q^2,$$

(H — в м, Q — в м³/ч). Какую характеристику будет иметь тот же насос, если его рабочее колесо обточить до 440 мм?

Решение. Согласно формуле (4.17) новая характеристика насоса имеет вид

$$H = \left(\frac{440}{465} \right)^2 \cdot 369,7 - 0,451 \cdot 10^{-4} \cdot Q^2 = 331 - 0,451 \cdot 10^{-4} \cdot Q^2.$$

Пример 2. $(Q-H)$ -характеристика центробежного насоса НМ 1250-260 с диаметром рабочего колеса 465 мм имеет вид

$$H = 369,7 - 0,451 \cdot 10^{-4} \cdot Q^2,$$

(H — в м, Q — в м³/ч). На сколько мм нужно обточить рабочее колесо насоса, чтобы при той же подаче (расходе) насос развивал напор на 40 м меньше?

Решение. Согласно формуле (4.17) имеем:

$$369,7 \cdot \left(\frac{D_1}{465} \right)^2 = 329,7,$$

откуда находим: $D_1 \approx 439$ мм, т.е. нужна обточка колеса на 36 мм.

При изменении частоты вращения рабочего колеса центробежного насоса его $(Q-H)$ -характеристика тоже изменяется. Если номинальная частота вращения ротора составляла n_0 об/мин, а измененная частота вращения составляет — n об/мин, то рабочая характеристика центробежного насоса приобретает следующий вид:

$$H = a \cdot \left(\frac{n}{n_0} \right)^2 - b \cdot Q^2. \quad (4.18)$$

Пример 3. $(Q - H)$ -характеристика центробежного насоса НМ 1250-260 при частоте вращения вала ротора $n_0 = 3000$ об/мин имеет вид

$$H = 331 - 0,451 \cdot 10^{-4} \cdot Q^2,$$

$(H - \text{в м, } Q - \text{в м}^3/\text{с})$. Какую характеристику будет иметь тот же насос, если частоту вращения вала его ротора снизить до 2800 об/мин?

Решение. Согласно формуле (4.18) новая характеристика насоса имеет вид

$$H = \left(\frac{2800}{3000} \right)^2 \cdot 331 - 0,451 \cdot 10^{-4} \cdot Q^2 = 288,3 - 0,451 \cdot 10^{-4} \cdot Q^2.$$

Пример 4. $(Q - H)$ -характеристика центробежного насоса НМ 1250-260 при частоте вращения вала ротора $n_0 = 3000$ об/мин имеет вид

$$H = 331 - 0,451 \cdot 10^{-4} \cdot Q^2,$$

$(H - \text{в м, } Q - \text{в м}^3/\text{с})$. На сколько нужно увеличить число оборотов вала насоса, чтобы при той же подаче повысить развиваемый напор на 40 м?

Решение. Согласно формуле (4.18) имеем:

$$\left(\frac{n}{3000} \right)^2 \cdot 331 = 371,$$

откуда находим, что $n \approx 3090$, т.е. всего на 3%.

4.2. Расчет нефтепродуктопровода с отводами

На участках магистральных нефтепродуктопроводов, как правило, бывают отводы. Эти отводы проложены к нефтебазам, тяготеющим к районам пролегания трубопровода, и предназначены для снабжения путевых потребителей различными видами моторных топлив. На участке нефтепродуктопровода может быть один или несколько отводов; протяженность отводов может составлять от нескольких сотен метров до нескольких десятков километров. Отводы делают, как правило, двухниточными (одна труба для бензина, другая — для дизельного топлива). Диаметры труб колеблются от 156 мм до 219 мм.

Отводы работают не постоянно, а включаются на тот промежуток времени, который достаточен, чтобы взять из магистрального трубопровода запланированное количество топлива. Постоянные включения и выключения отводов приводят к тому, что гидравлическая конфигурация нефтепродуктопровода постоянно меняется в зависимости от того, работают или не работают отводы, а если работают, то в каком сочетании.

Пусть на участке нефтепродуктопровода имеется n отводов. Обозначая каждый из возможных вариантов включения отводов посредством n -мерного вектора, состоящего из единиц и нулей, например $(1, 0, 0, 1, 1, 0)$, где 1 означает, что соответствующий отвод включен, а 0 — что он выключен, можно установить что сумма всех возможных вариантов равна 2^n :

$$C_n^0 + C_n^1 + C_n^2 + \dots + C_n^n = 2^n.$$

Здесь C_n^i — число сочетаний из n по i , т.е. число спосо-

бов указать i работающих отводов из n возможных; как известно, сумма биномиальных коэффициентов равна 2^n .

Так, например, если на участке нефтепродуктопровода имеется 3 отвода, то существует 8 способов их включения (рис. 28):

- (0,0,0), (1,0,0), (1,1,0),
- (0,1,0), (1,0,1),
- (0,0,1), (0,1,1), (1,1,1).

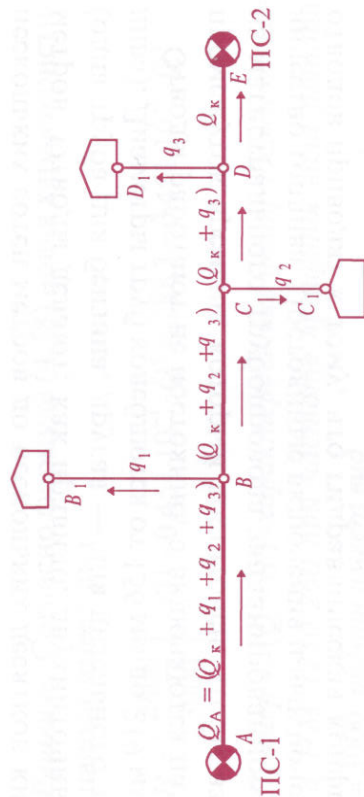


Рис. 28. Схема участка разветвленного нефтепродуктопровода с тремя отводами

Если отводов 4, то существует 16 способов их включения, если 5, то — 32 и т.д. Естественно, что каждому варианту включения отводов отвечает своя собственная гидравлическая характеристика участка, поэтому вместо одной $(Q-H)$ -характеристики участка существует ровно 2^n таких характеристик и, следовательно, 2^n рабочих точек.

Изложим алгоритм гидравлического расчета участка нефтепродуктопровода с отводами. Для определенности положим, что работает 3 отвода (рис. 28). Цель расчета —

построить $(Q-H)$ -характеристику участка AE трубопровода. Иными словами, требуется построить зависимость $H_A(Q_A)$ напора H_A от расхода Q_A в начале участка нефтепродуктопровода. При этом предполагаются известные длины и диаметры всех трубопроводов, профили трубопроводов, а также напоры в конце E магистральной части участка и всех отводов.

Расчет начинается с конца E участка нефтепродуктопровода. Обозначим расход в конце участка через Q_k , а расходы в отводах, соответственно — q_1, q_2, q_3 ; тогда расходы во всех звеньях трубопровода становятся известными. В частности, расход Q_A в начале участка трубопровода будет равен $Q_k + q_1 + q_2 + q_3$.

1. По известному расходу Q_k найдем скорость u_{DE} на отрезке DE трубопровода:

$$u_{DE} = \frac{4Q_k}{\pi \cdot d_0^2}.$$

2. По известной скорости u_{DE} рассчитываем число $Re_{DE} = u_{DE} d_0 / \nu$, коэффициент λ_{DE} гидравлического сопротивления, потери напора h_{DE} на участке DE и, наконец, напор $H_D = H_E + h_{DE}$ в начале D третьего отвода.

3. По разности напоров $H_D - H_{D_1}$ в начале и конце третьего отвода рассчитываем расход q_3 в третьем отводе. Для этого решаем уравнение

$$H_D - H_{D_1} = \lambda(u_3) \cdot \frac{l_3}{d_{03}} \cdot \frac{u_3^2}{2g} \Rightarrow u_3 \Rightarrow q_3 = u_3 \cdot \frac{\pi \cdot d_{03}^2}{4}.$$

Следовательно, найден расход $Q_{CD} = Q_k + q_3$ на участке CD .

4. По расходу Q_{CD} находим скорость u_{CD} и далее: Re_{CD} , λ_{CD} , h_{CD} и напор H_C в точке B : $H_C = H_D + h_{CD}$.

5. По разности напоров $H_C - H_{C_1}$ в начале и конце второго отвода рассчитываем расход q_2 во втором отводе. Для этого решаем уравнение

$$H_C - H_{C_1} = \lambda(u_2) \cdot \frac{l_2}{d_{02}} \cdot \frac{u_2^2}{2g} \Rightarrow u_2 \Rightarrow q_2 = u_2 \cdot \frac{\pi \cdot d_{02}^2}{4}$$

Следовательно, найден расход $Q_{BC} = Q_k + q_3 + q_2$ на участке BC .

6. По расходу Q_{BC} находим скорость u_{BC} и далее: Re_{BC} , λ_{BC} , h_{BC} и напор H_B в точке B : $H_B = H_C + h_{BC}$.

7. По разности напоров $H_B - H_{B_1}$ в начале и конце первого отвода рассчитываем расход q_1 в первом отводе. Для этого решаем уравнение

$$H_B - H_{B_1} = \lambda(u_1) \cdot \frac{l_1}{d_{01}} \cdot \frac{u_1^2}{2g} \Rightarrow u_1 \Rightarrow q_1 = u_1 \cdot \frac{\pi \cdot d_{01}^2}{4}$$

Следовательно, найден расход $Q_A = Q_k + q_3 + q_2 + q_1$ на участке AB .

8. По расходу Q_A находим скорость u_{AB} и далее: Re_{AB} , λ_{AB} , h_{AB} и напор H_A в точке A : $H_A = H_B + h_{AB}$.

Таким образом, в начале участка трубопровода ста-

новятся известными напор H_A и расход Q_A , а также соответствующие им значения расходов нефтепродукта в отводе.

Повторяя всю цепочку расчетов для другого значения Q_k расхода в конце участка трубопровода, получаем новую пару значений (H_A, Q_A) напора и расхода в начале участка. В результате строится $(Q-H)$ -характеристика участка трубопровода с тремя работающими отводами (рис. 29, жирная кривая).

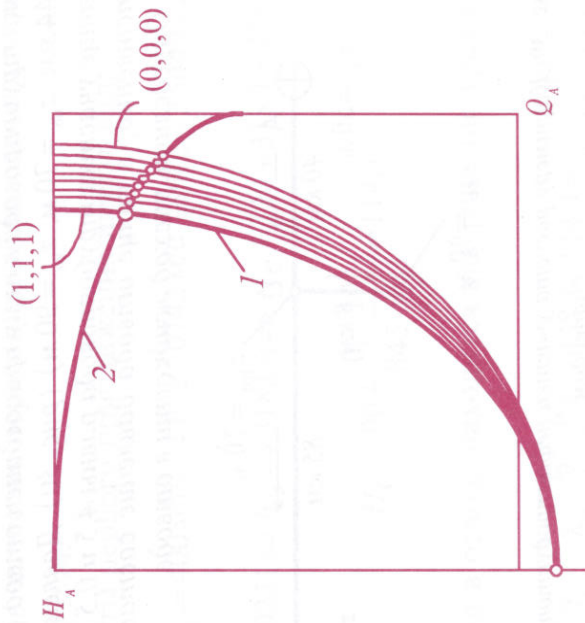


Рис. 29. Совмещенные $(Q-H)$ -характеристики участка нефтепровода с тремя отводами: 1 — участка трубопровода; 2 — перекачивающей станции

Аналогично строятся $(Q-H)$ -характеристики остальных 7 вариантов работы участка нефтепродуктопровода с другим сочетанием работающих и неработающих

отводов. Совмещенные с $(Q-H)$ -характеристикой перекачивающей станции они позволяют найти 8 рабочих точек, определяющих режимы, в которых может работать рассматриваемый участок. Описанная процедура расчета та легко реализуется в вычислительной программе для компьютера.

Пример. По участку нефтепродуктопровода ($L=125$ км, $d=363$ мм, $z_n=50$ м, $z_k=120$ м) перекачивают дизельное топливо ($\rho_n=845$ кг/м³, $\nu_n=11$ сСт). На 40-м километре участка трубопровода к нему присоединен отвод ($l_0=8$ км, $d_0=144$ мм, $z_{но}=70$ м, $z_{ко}=90$ м) (рис. 30). Давления в начале и конце участка трубопровода равны 4,5 и 0,5 МПа, соответственно; в конце отвода давление составляет 0,2 МПа. Определить расход жидкости в отводе.

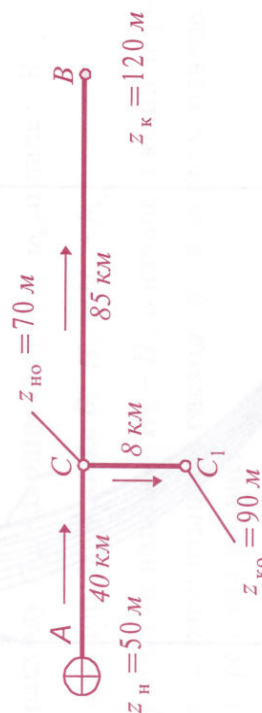


Рис. 30. К примеру расчета участка нефтепродуктопровода с отводом

Решение. Если бы отвод не работал, то расход дизельного топлива в основной магистрали определялся решением уравнения баланса напоров:

$$\left(z_n + \frac{p_1}{\rho_n g}\right) - \left(z_k + \frac{p_2}{\rho_n g}\right) = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{U^2}{2g},$$

которое после подстановки в него исходных данных дает:

$$\frac{(4,5 - 0,5) \cdot 10^6}{845 \cdot 9,81} + (120 - 50) = \frac{125000}{0,363 \cdot 2 \cdot 9,81} \cdot \lambda \cdot U^2.$$

Отсюда находим, что $\lambda \cdot U^2 \approx 0,0315$, $U \approx 1,185$ м/с, или $Q = 441,3$ м³/ч.

Если отвод будет включен, то на участке АС расход увеличится, а на участке СВ — уменьшится, поэтому выбираем в качестве первого приближения для расчета $Q_B = 400$ м³/ч.

Расчеты первого приближения имеют вид:

$$Q_B = 400 \text{ м}^3/\text{ч} \Rightarrow U \approx 1,0742 \text{ м/с} \Rightarrow Re = 35449 \Rightarrow$$

$$\lambda = 0,0231 \Rightarrow h_{CB} \Rightarrow 318,1 \text{ м} \Rightarrow H_C = 120 + 318,1 = 438,1 \text{ м};$$

$$H_{C_1} = 90 + \frac{0,2 \cdot 10^6}{845 \cdot 9,81} = 114,1 \text{ м}.$$

Расход в отводе находится как решение уравнения

$$H_C - H_{C_1} = \lambda_0 \cdot \frac{l_0}{d_0} \cdot \frac{u_0^2}{2 \cdot g}; \quad 438,1 - 114,1 = \frac{8000}{0,144 \cdot 19,62} \cdot \lambda_0 u_0^2;$$

$$\lambda_0 u_0^2 = 0,114.$$

$$u_0 = 2,157 \text{ м/с} (\lambda_0 = 0,0245); \quad q_0 = 126,4 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Расход Q_A находится как сумма расхода Q_B и расхода q_0 в отводе, т.е. 526,4 м³/ч. Скорость $U_{AC} = 4 Q_A / (\pi \cdot d_0^2) =$

$$4 \cdot 526,4 / (3600 \cdot 3,14 \cdot 0,363^2) = 1,4136 \text{ м/с}$$

$$\Rightarrow \lambda_{AC} = 0,0215 \Rightarrow h_{AC} = 0,0215 \cdot \frac{40000}{0,363} \cdot \frac{1,4136^2}{2 \cdot 9,81} = 241,3 \text{ м;}$$

$$H_A = H_C + h_{AC} = 438,1 + 241,3 = 679,4 \text{ м;}$$

$$p_1 = \rho_d \cdot g \cdot H_A = 845 \cdot 9,81 \cdot 679,4 = 5631852,3,$$

или 5,63 МПа.

Таким образом, по расчетам первого приближения давление в начале трубопровода равно 5,63 МПа. Однако это больше того, что дано в условии задачи, т.е. 4,5 МПа. Следовательно, расход в точке В должен быть уменьшен. Для второго приближения полагаем $Q_B = 350 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Расчеты второго приближения имеют вид:

$$Q_B = 350 \text{ м}^3/\text{ч} \Rightarrow U = 0,940 \text{ м/с} \Rightarrow Re = 31017 \Rightarrow \lambda = 0,0238$$

$$\Rightarrow h_{CB} \Rightarrow 251,0 \text{ м}$$

$$\Rightarrow H_C = 120 + 251 = 371 \text{ м;}$$

$$H_C = 90 + \frac{0,2 \cdot 10^6}{845 \cdot 9,81} = 114,1 \text{ м.}$$

Расход в отводе находится как решение уравнения

$$H_C - H_{C_1} = \lambda_0 \cdot \frac{l_0}{d_0} \cdot \frac{u_0^2}{2 \cdot g}; \quad 371 - 114,1 = \frac{8000}{0,144 \cdot 19,62} \cdot \lambda_0 u_0^2;$$

$$\lambda_0 u_0^2 = 0,091; \quad u_0 = 1,927 \text{ м/с} (\lambda_0 = 0,025); \quad q_0 = 112,9 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Расход Q_A находится как сумма расхода Q_B и расхода q_0 в отводе, т.е. $462,9 \text{ м}^3/\text{ч}$. Скорость

$$U_{AC} = 4Q_A / (\pi \cdot d_0^2) = 4 \cdot 462,9 / (3600 \cdot 3,14 \cdot 0,363^2) = 1,2431 \text{ м/с}$$

$$\Rightarrow \lambda_{AC} = 0,0222 \Rightarrow h_{AC} = 0,0222 \cdot \frac{40000}{0,363} \cdot \frac{1,2431^2}{2 \cdot 9,81} = 192,7 \text{ м;}$$

$$H_A = H_C + h_{AC} = 371 + 192,7 = 563,7 \text{ м,}$$

$$p_1 = \rho_d \cdot g \cdot H_A = 845 \cdot 9,81 \cdot 563,7 = 4672763, \text{ или } 4,67 \text{ МПа.}$$

Таким образом, по расчетам второго приближения давление в начале трубопровода равно 4,67 МПа, что всего на 0,17 МПа больше, чем то, которое дано в условии задачи. Следовательно, расход в точке В должен быть еще раз уменьшен.

Расчеты третьего приближения, аналогичные выполненным выше, дают для расхода q_0 в отводе значение $110 \text{ м}^3/\text{ч}$, а для расхода $Q_A - 450 \text{ м}^3/\text{ч}$.

4.3. Гидравлическое описание работы участка нефтепродуктопровода при вытеснении одного нефтепродукта другим

4.3.1. Обобщенное уравнение Бернулли

Если на участке нефтепродуктопровода (рис. 31) происходит вытеснение одного нефтепродукта другим, а плотности и вязкости жидкостей отличаются друг от друга, то уравнение Бернулли в прежнем виде (4.1) неприменимо.

Предполагая процесс вытеснения нефтепродуктов практически стационарным и пренебрегая протяженностью зоны смеси (x_c), запишем уравнения Бернулли для участков (x_1, x_c) и (x_c, x_2) трубопровода, занятых соответственно первым и вторым нефтепродуктами:

$$\begin{aligned} \left(\frac{p_1}{\rho_1 g} + z_1 \right) - \left(\frac{p_c}{\rho_1 g} + z_c \right) &= h_{1-c}, \\ \left(\frac{p_c}{\rho_2 g} + z_c \right) - \left(\frac{p_2}{\rho_2 g} + z_2 \right) &= h_{c-2}. \end{aligned} \quad (4.19)$$

Здесь ρ_1, ρ_2 — плотности нефтепродуктов; $h_{1-c}; h_{c-2}$ — потери напора на участках, занятых первым и вторым нефтепродуктом, соответственно; z_c — высотная отметка профиля трубопровода в месте контакта партий.

Исключив из этих уравнений давление p_c в месте контакта партий, получим обобщенное уравнение Бернулли для рассматриваемого случая:

$$\boxed{\rho_1 \cdot \left(\frac{p_1}{\rho_1 g} + z_1 \right) - \rho_2 \cdot \left(\frac{p_2}{\rho_2 g} + z_2 \right) = (\rho_1 - \rho_2) \cdot z_c + \rho_1 h_{1-c} + \rho_2 h_{c-2}} \quad (4.20)$$

Если же исключить из уравнений (3.19) высотную отметку z_c , получим еще одно уравнение:

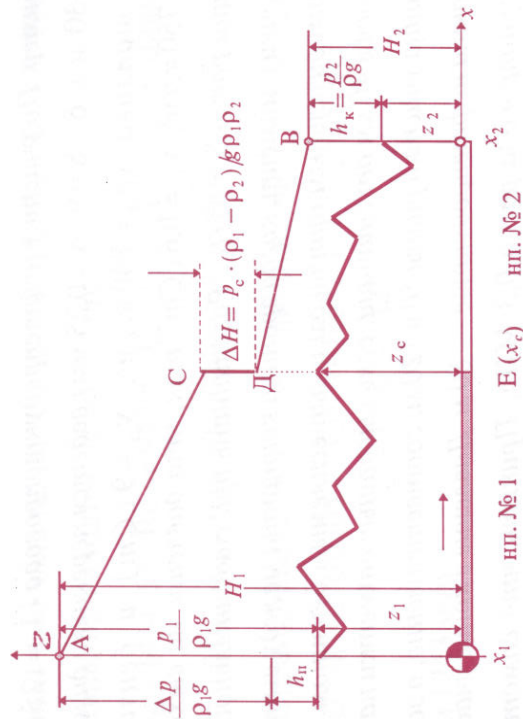


Рис. 31. К гидравлическому расчету участка нефтепродуктопровода при вытеснении одного нефтепродукта другим

$$\left(\frac{p_1}{\rho_1 g} + z_1 \right) - \left(\frac{p_2}{\rho_2 g} + z_2 \right) = p_c \cdot \frac{(\rho_2 - \rho_1)}{\rho_1 \rho_2 g} + h_{1-c} + h_{c-2}. \quad (4.21)$$

В пренебрежении потерями напора на местных сопротивлениях величины h_{1-c} и h_{c-2} обозначают здесь потери напора на участках (x_1, x_c) и (x_c, x_2), соответственно:

$$h_{1-c} = \lambda_1 \cdot \frac{L_{1-c}}{d} \cdot \frac{U^2}{2g}, \quad h_{c-2} = \lambda_2 \cdot \frac{L_{c-2}}{d} \cdot \frac{U^2}{2g};$$

$L_{1-c}; L_{c-2}$ — протяженности этих участков.

Уравнение (4.20) служит для определения скорости U перекачки, а уравнение (4.21) — для определения давления p_c в месте контакта нефтепродуктов.

Пример. По участку нефтепродуктопровода ($L = 125$ км, $D = 530$ мм, $\delta = 8$ мм, $\Delta = 0,25$ мм) ведется перекачка дизельного топлива ($\rho_d = 840$ кг/м³, $\nu_d = 9$ сСт) и бензина ($\rho_b = 750$ кг/м³, $\nu_b = 0,6$ сСт) так, что давление на выходе станции равно 5,5 МПа. Рассчитать производительность перекачки в момент, когда граница контакта между вытесняющим дизельным топливом и вытесняемым бензином находится в 40 км от станции, если высотные отметки начала и конца участка равны 50 и 120 м, соответственно, а зоны контакта нефтепродуктов — 80 м. Давление в конце участка трубопровода равно 0,3 МПа. Принять, что самотечные участки в трубе отсутствуют, а потери в местных сопротивлениях пренебречь.

Решение. Для расчета используем уравнение (4.20). Подставляя в него исходные данные, получаем:

$$840 \cdot \left(\frac{5,5 \cdot 10^6}{840 \cdot 9,81} + 50 \right) - 750 \cdot \left(\frac{0,3 \cdot 10^6}{750 \cdot 9,81} + 120 \right) = (840 - 750) \cdot 80 +$$

$$+ 840 \cdot \left(\lambda_d \cdot \frac{40000}{0,514} \cdot \frac{U^2}{2 \cdot 9,81} \right) + 750 \cdot \left(\lambda_b \cdot \frac{85000}{0,514} \cdot \frac{U^2}{2 \cdot 9,81} \right)$$

или

$$U^2 \cdot (7,02\lambda_d + 13,31\lambda_b) = 1.$$

Это уравнение решаем последовательными приближе-

ниями. Сначала полагаем $\lambda_b = 0,017$, $\lambda_d = 0,020$. Тогда из уравнения находим: $U = 1,651$ м/с.

$$\text{Re}_b = 1414357, \text{Re}_d = 94290; \lambda_b = 0,11 \cdot \sqrt[4]{\varepsilon} = 0,11 \cdot \sqrt[4]{0,00049} =$$

$$= 0,0163; \lambda_d = 0,11 \cdot \sqrt[4]{0,00049 + 68/94290} = 0,0205.$$

Ограничиваясь вторым приближением, получаем:

$$U^2 \cdot (7,02 \cdot 0,0205 + 13,31 \cdot 0,0163) = 1, \quad U = 1,665 \text{ м/с};$$

$$Q = U \cdot S = 0,3453 \text{ м}^3/\text{с},$$

или 1243 м³/ч.

4.3.2. Скачки напора

Уравнения (4.20) и (4.21) можно записать в терминах напоров:

$$\rho_1 H_1 - \rho_2 H_2 = (\rho_1 - \rho_2) \cdot z_c + \rho_1 h_{1-c} + \rho_2 h_{c-2},$$

$$H_1 - H_2 = p_c \cdot \frac{(\rho_2 - \rho_1)}{\rho_1 \rho_2 g} + h_{1-c} + h_{c-2}. \quad (4.22)$$

Из второго уравнения следует, что разность напоров ($H_1 - H_2$) между началом и концом трубопровода *не равна сумме гидравлических потерь* на участках, занятых первым и вторым нефтепродуктами; она содержит еще одно слагаемое, обусловленное разностью плотностей перекачиваемых нефтепродуктов. Это означает, что напор $H(x)$, представляемый линией АСДВ гидравлического уклона, *не является непрерывным*; в месте контакта нефтепродук-

тов существует разрыв СД (рис. 31). Величина ΔH этого разрыва,

$$\Delta H = DC = ED - EC = -p_c \cdot \frac{(\rho_2 - \rho_1)}{\rho_1 \rho_2 g}, \quad (4.23)$$

называется скачком напора.

Скачок напора $\Delta H = 0$, если $\rho_1 = \rho_2$, т.е. плотности нефтепродуктов равны;

скачок $\Delta H < 0$ (напор скачком уменьшается), если $\rho_2 > \rho_1$, т.е. менее плотный нефтепродукт, например бензин, вытесняет более плотный нефтепродукт, например дизельное топливо;

скачок $\Delta H > 0$ (напор скачком увеличивается), если $\rho_2 < \rho_1$, т.е. более плотный нефтепродукт, например дизельное топливо, вытесняет менее плотный нефтепродукт, например бензин.

Пример. По участку нефтепродуктопровода ($L = 100$ км, $D = 377$ мм, $\delta = 7$ мм, $\Delta = 0,2$ мм) перекачивают последовательно бензин ($\rho_6 = 730$ кг/м³, $\nu = 0,6$ сСт) и дизельное топливо ($\rho_d = 845$ кг/м³, $\nu = 9$ сСт) так, что в некоторый момент граница контакта между ними находится на 30-м км, причем впереди расположено дизельное топливо. Известно, что расход перекачки равен 500 м³/ч, а давление p_1 в начале участка составляет 4,5 МПа. Считая участок горизонтальным и пренебрегая областью смеси, определить скачок напора в месте контакта нефтепродуктов.

Решение. Находим гидравлический уклон i в области, занятой бензином:

$$d = 0,377 - 2 \cdot 0,007 = 0,363 \text{ мм}; \quad \varepsilon = 0,2/363 = 0,00055;$$

$$U = 4 \cdot 500 / (3600 \cdot 3,14 \cdot 0,363^2) = 1,34 \text{ м/с};$$

$$\text{Re} = 1,34 \cdot 0,363 / (0,6 \cdot 10^{-6}) \approx 810700;$$

$$\lambda_6 = 0,11 \cdot (0,00055 + 68/810700)^{0,25} = 0,0175;$$

$$i = 0,0175 \cdot \frac{1}{0,363} \cdot \frac{1,34^2}{2 \cdot 9,81} = 0,004412.$$

Вычисляем потери напора h_{0-30} на первых 30 км трубопровода:

$$h_{0-30} = i \cdot 30000 = 132,4 \text{ м}.$$

Следовательно, напор $H_{c,6}$ в месте контакта нефтепродуктов, рассчитанный по бензину, равен:

$$H_{c,6} = H_1 - h_{1-30} = \frac{4,5 \cdot 10^6}{730 \cdot 9,81} - 132,4 \approx 496 \text{ м},$$

а давление p_c в этом месте:

$$p_c \cdot g \cdot H_{c,6} = 730 \cdot 9,81 \cdot 496 \approx 3,552 \cdot 10^6 \text{ Па}.$$

Вычисляем напор $H_{с.д.}$ в месте контакта нефтепродуктов, но уже в области дизельного топлива:

$$H_{с.д.} = \frac{p_c}{\rho_d g} = \frac{3,552 \cdot 10^6}{845 \cdot 9,81} \approx 428,5 \text{ м.}$$

Таким образом, скачок ΔH напора в месте контакта нефтепродуктов равен:

$$\Delta H = H_{с.д.} - H_{с.6} = 428,5 - 496 = -67,5 \text{ м,}$$

т.е. в месте контакта нефтепродуктов напор скачком уменьшается на 67,5 м.

Упражнение. 1. По участку нефтепродуктопровода ($L = 120 \text{ км}$, $D = 530 \text{ мм}$, $\delta = 8 \text{ мм}$, $\Delta = 0,25 \text{ мм}$) с расходом $1000 \text{ м}^3/\text{ч}$ перекачивают последовательно бензин ($\rho_6 = 730 \text{ кг/м}^3$, $\nu = 0,6 \text{ сСт}$) и дизельное топливо ($\rho_d = 840 \text{ кг/м}^3$, $\nu = 9 \text{ сСт}$) так, что в некоторый момент графика контакта между ними находится как раз посередине участка, причем впереди расположен бензин. Напор в начале участка составляет 450 м . Считая участок трубопровода практически горизонтальным и пренебрегая областью смеси, построить линию гидравлического уклона.

Ответ. На первой половине участка напор линейно уменьшается от 450 м до $223,5 \text{ м}$, потом скачкообразно увеличивается до $257,2 \text{ м}$ (скачок напора равен $33,7 \text{ м}$) и, наконец, линейно уменьшается до $77,7 \text{ м}$ в конце участка.

4.3.3. Уравнение баланса давлений

Напор H_1 в линии нагнетания перекачивающей станции складывается из трех слагаемых:

$$H_1 = z_1 + h_n + \frac{\Delta p(Q)}{\rho_1 g},$$

где $\Delta p(Q) = p_1 - p_n$ — дифференциальное давление, развиваемое перекачивающей станцией; h_n — напор перед станцией (подпор); напор в конце трубопровода состоит из двух слагаемых: $H_2 = z_2 + h_k$, где h_k — остаточный напор H_2 в конце трубопровода (см. рис. 31), поэтому первое уравнение системы (4.22) можно представить в следующем виде:

$$p_n + \Delta p(Q) = p_k + \rho_1 g h_{1-c} + \rho_2 g h_{c-2} + [\rho_2 g (z_2 - z_c) - \rho_1 g (z_1 - z_c)]. \quad (4.24)$$

Это уравнение, записанное в терминах давлений, в отличие от уравнения баланса напоров называется *уравнением баланса давлений*. Члены $\rho_1 g h_{1-c}$ и $\rho_2 g h_{c-2}$ означают потери давления на трение на участках, занятых нефтепродуктами, p_n и p_k — давления перед станцией и в конце трубопровода, соответственно. Если $\rho_1 = \rho_2$, то уравнение (4.24) упрощается:

$$p_n + \Delta p(Q) = p_k + \rho_2 g h_{1-c} + \rho_2 g h_{c-2} + \rho_2 g (z_2 - z_1), \quad (4.25)$$

совпадающая в сущности с уравнением баланса напоров (4.12).

Это уравнение, называемое **уравнением баланса напора всего трубопровода**, содержит только одну неизвестную величину — производительность Q (расход) перекачки. Геометрически решение уравнения (4.27) означает отыскание абсциссы точки пересечения кривых

$$H^{(1)} = h_{\pi 1} + \sum_{j=1}^n H_{\text{сг}j}(Q) \quad \text{и} \quad H^{(2)} = h_k + (z_k - z_1) + \sum_{j=1}^n h_{j-(j+1)}(Q),$$

называемых суммарными $(Q-H)$ -характеристиками всех станций и трубопровода, соответственно. На рис. 34 изображены эти совмещенные характеристики.

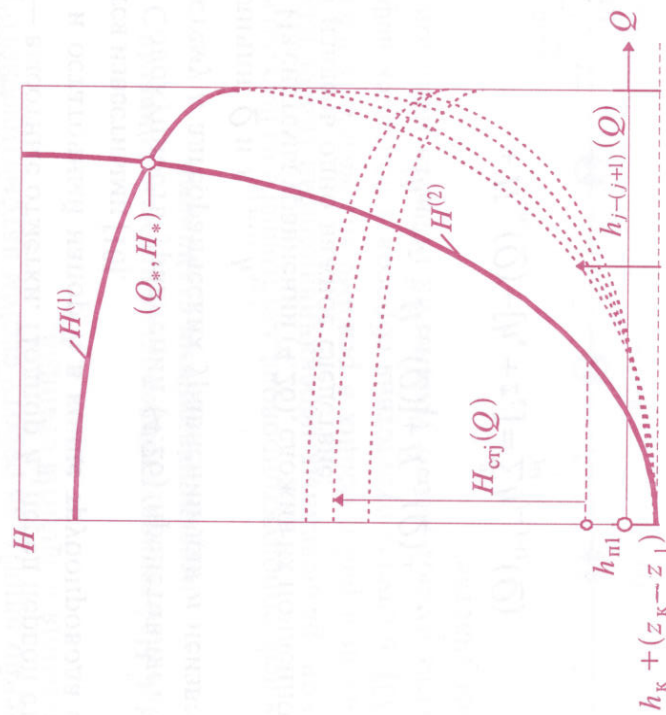


Рис. 34. Совмещенные $(Q-H)$ -характеристики перекачивающих станций и трубопровода

Точка (Q_*, H_*) пересечения характеристик $H^{(1)}$ и $H^{(2)}$ называется **рабочей точкой** трубопровода; ее абсцисса дает расход перекачки.

Однако система уравнений (4.26) не сводится к одному только следствию (4.27); она содержит гораздо больше информации. После того как расход Q_* перекачки найден, можно определить подпор $h_{\pi 2}$ перед второй перекачивающей станцией и, как следствие, давление p_2 в линии ее нагнетания, т.е. давление в начале второго участка:

$$h_{\pi 2} = h_{\pi 1} + (z_1 - z_2) + [H_{\text{сг}1}(Q_*) - h_{1-2}(Q_*)], \quad (4.28)$$

$$p_2 = \rho \cdot g \cdot [h_{\pi 2} + H_{\text{сг}2}(Q_*)]. \quad (4.29)$$

Для работы нефтепродуктопровода необходимо, чтобы найденные параметры удовлетворяли некоторым ограничениям. Во-первых, подпор $h_{\pi 2}$ перед станцией должен быть **больше** определенной величины h_{\otimes} , так называемого **кавитационного запаса**, обеспечивающего нормальную работу центробежных насосов. Во-вторых, давление p_2 в начале участка трубопровода **не должно превышать** некоторое максимально разрешенное, зависящее от прочности труб, значение p_{\otimes} :

$$h_{\pi 2} > h_{\otimes}, \quad p_2 < p_{\otimes}. \quad (4.30)$$

Конечно, давления и в других сечениях трубопровода не должны превышать величины p_{\otimes} .

Таким образом, годится не всякое решение уравнения (4.27), а только такое, для которого выполняются неравенства (4.30).

Складывая почленно первые s уравнений системы (4.26) находим подпор $h_{нс}$ перед s -й перекачивающей станцией и, как следствие, давление p_s в начале s -го участка трубопровода:

$$h_{нс} = h_{н1} + (z_1 - z_s) + \sum_{j=1}^{j=s} [H_{сгj}(Q_*) - h_{г-(j+1)}(Q_*)], \quad (4.31)$$

$$p_s = \rho \cdot g \cdot [h_{нс} + H_{сгs}(Q_*)], \quad (s = 3, 4, \dots, n). \quad (4.32)$$

Эти выражения также дают дополнительные ограничения на решение Q_* уравнения (4.27) баланса напоров:

$$h_{нс} > h_{\ominus}, \quad p_s < p_{\ominus}. \quad (4.33)$$

Требования (4.30) и (4.33), называемые условиями согласования, накладывают весьма жесткие ограничения на эксплуатационные режимы работы нефтепродуктопровода. При замещении одного нефтепродукта другим, когда плотности и вязкости жидкостей отличаются друг от друга, при включении и выключении отводов к путевым потребителям, гидравлические характеристики участков трубопровода изменяются и не исключено, что в некоторых из них условия согласования могут быть нарушены. В таких случаях перекачка нефтепродуктов будет останавлена аварийной системой защиты трубопровода. Для

того чтобы это не происходило, на нефтепродуктопроводах, ведущих перекачку разноплотностных и развязкостных нефтепродуктов применяют различного вида *регулирование*, состоящее либо в плавном изменении характеристик $H_{сгj}(Q)$ перекачивающих станций (за счет изменения числа оборотов роторов насосных агрегатов), либо за счет введения в поток дополнительных сопротивлений, так называемого *дросселирования*, попросту, частичного прикрытия задвижек.

4.6. Согласование работы нефтепродуктопровода с промежуточными перекачивающими станциями; дросселирование

Рассмотрим для конкретности процесс замещения бензина (менее вязкого нефтепродукта) дизельным топливом (более вязким нефтепродуктом) в трубопроводе, состоящем из двух участков AB и BC . При этом будем считать, что первоначально оба участка были заполнены бензином (рис. 35).



Рис. 35. Замещение бензина дизельным топливом в трубопроводе с промежуточной насосной станцией

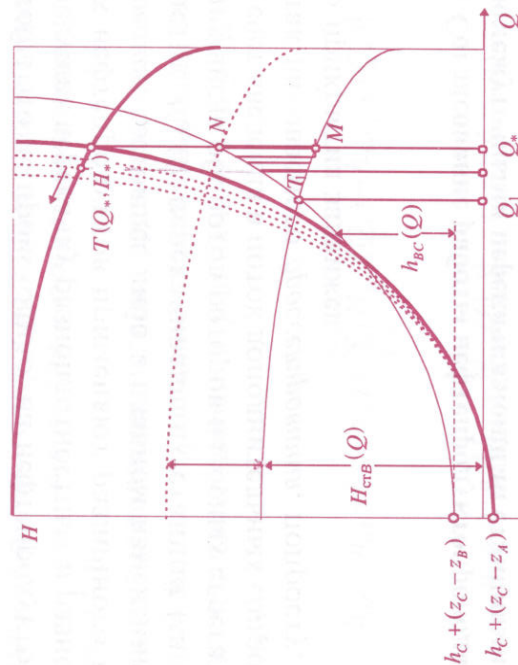


Рис. 36. Совмещенные характеристики всего трубопровода и второго его участка

Рабочая точка $T(Q_*, H_*)$ трубопроводной системы на-
ходится как точка пересечения суммарной $(Q-H)$ -ха-
рактеристики насосных станций

$$H^{(1)}(Q) = h_{\text{н1}} + H_{\text{стA}}(Q) + H_{\text{стB}}(Q)$$

и суммарной $(Q-H)$ -характеристики

$$H^{(2)}(Q) = h_{\text{с}} + (z_{\text{с}} - z_{\text{а}}) + h_{\text{а-в}}(Q) + h_{\text{в-с}}(Q)$$

всего трубопровода (рис. 36).

Построим на этом же чертеже еще две кривые:

$$H = h_{\text{с}} + (z_{\text{с}} - z_{\text{в}}) + h_{\text{вс}}(Q) \quad \text{и} \quad H = H_{\text{стB}}(Q), \quad (4.34)$$

Первая из них есть $(Q-H)$ -характеристика второго
участка трубопровода; вторая, если ее поднять вверх по

оси ординат на пока еще неизвестную величину $h_{\text{пв}}$ под-
пора перед промежуточной станцией, даст $(Q-H)$ -ха-
рактеристику этой станции.

Пересечение кривых (4.34) определяет точку T_1 с абс-
циссой Q_1 . Возможны два случая:

1. $Q_1 < Q_*$. Это означает, что характеристику $H_{\text{стB}}(Q)$ промежуточной насосной станции нужно поднять вверх, чтобы точка ее пересечения с $(Q-H)$ -характеристикой второго участка определила найденный расход Q_* в тру-
бопроводе. Поскольку уравнение баланса напоров вто-
рого участка имеет вид

$$h_{\text{пв}} + H_{\text{стB}}(Q) = h_{\text{с}} + (z_{\text{с}} - z_{\text{в}}) + h_{\text{вс}}(Q), \quad (4.35)$$

то, очевидно, что поднять эту характеристику нужно как
раз на величину, равную подпору $h_{\text{пв}}$ перед станцией. Сле-
довательно, отрезок MN , отсекаемый кривыми (4.34) на
перпендикуляре, опущенном из рабочей точки $T(Q_*, H_*)$
на ось абсцисс, дает неизвестное значение $h_{\text{пв}}$.

2. $Q_1 > Q_*$. Это означает, что подпор $h_{\text{пв}}$ перед станци-
ей отрицателен и, следовательно, такой режим работы
трубопровода невозможен.

Пусть теперь на ГПС начинается закачка дизельного
топлива. Поскольку его вязкость больше, чем вязкость
бензина, то суммарная характеристика трубопровода
становится круче и рабочая точка T системы постепен-
но смещается влево по суммарной характеристике насос-
ных станций. Второй же участок остается заполненным

бензином, поэтому точка T_1 остается на месте. Длина отрезка MN уменьшается, что свидетельствует об уменьшении подпора $h_{пв}$ перед промежуточной станцией.

Уменьшение подпора $h_{пв}$ перед промежуточной станцией опасно, так как он может достичь минимально возможного значения h_{Φ} , после чего произойдет аварийное отключение станции.

Для того чтобы предотвратить аварийное отключение станции применяют *дросселирование*. Для этого на промежуточной станции частично прикрывают задвижку, вводя в поток нефтепродукта дополнительное сопротивление. От этого характеристика $h_{вс}(Q)$ второго участка становится круче и точка T_1 также сдвигается влево. Величина подпора $h_{пв}$ перед станцией при этом увеличивается. После прохождения через станцию границы контакта нефтепродуктов задвижку опять открывают.

Аналогичные процессы возникают в нефтепродуктопроводах при включении отводов к промежуточным потребителям. После включения отвода подпор на промежуточной станции падает и для его поддержания также необходимо регулирование.

Дросселирование помогает согласовать работу участков нефтепродуктопровода, однако его применение крайне неэкономично, ибо связано с большими непроизводительными затратами энергии. Прогрессивным методом регулирования является *использование приводов с ременным числом оборотов*, позволяющих плавно изменять в нужную сторону сторону характеристики перекачивающих станций.

4.6. Самоотечные участки нефтепродуктопроводов

Самоотечным называется участок $[x_1, x_2]$ трубопровода, на котором нефтепродукт движется неполным сечением (самотеком) под действием силы тяжести (рис. 37).

Давление в парогазовой полости над свободной поверхностью жидкости остается практически постоянным и равным упругости p , насыщенным паров данного нефтепродукта, поэтому течение на самоотечном участке называется *безнапорным*. Однако разность напоров между сечениями x_1 (началом самоотечного участка) и x_2 (концом самоотечного участка) все же существует, просто она равна $(z_1 - z_2)$ разности геометрических высот этих сечений.

Стационарные самоотечные участки могут существовать только на нисходящих участках нефтепродуктопровода.

Начало x_1 каждого самоотечного участка называется *перевальной точкой*. Перевальная точка всегда совпадает с одной из вершин профиля трубопровода.

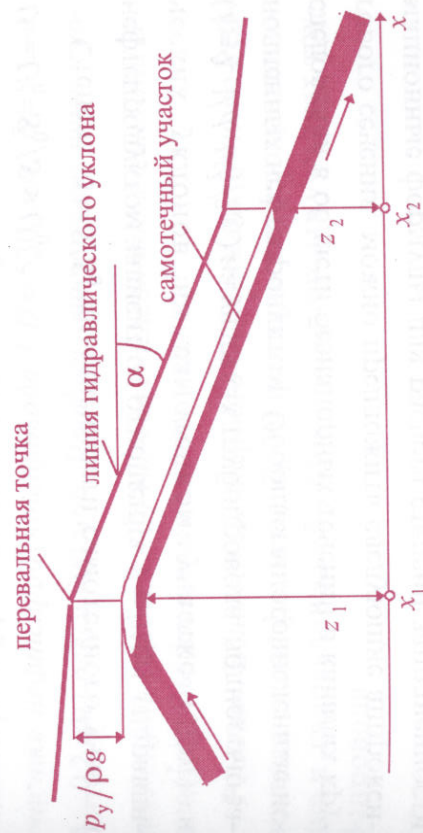


Рис. 37. Схема самоотечного участка нефтепродуктопровода

Линия гидравлического уклона на самотечном участке проходит параллельно профилю трубопровода на расстоянии $P_y/\rho g$ над ним. Наклон линии гидравлического уклона характеризуется тангенсом угла, образуемого осью трубопровода и горизонтом:

$$i = \operatorname{tg} \alpha.$$

Расход нефтепродукта на самотечном участке в стационарном режиме равен расходу Q нефтепродукта в заполненных сечениях трубопровода:

$$Q = U_0 S_0 = U \cdot S. \quad (4.36)$$

Отсюда можно заключить, что скорость U движения жидкости на самотечном участке больше скорости U_0 движения жидкости на заполненных участках нефтепродуктопровода, поскольку площадь S части сечения, занятого жидкостью на каждом самотечном участке, меньше площади S_0 полного сечения трубопровода: $U = U_0 \cdot S_0/S > U_0$.

Степень $\sigma = S/S_0$ заполненности самотечного участка нефтепродуктом зависит от отношения $\gamma = i/\operatorname{tg} \alpha$ гидравлических уклонов на самотечном участке ($\operatorname{tg} \alpha$) и ($i = \lambda \cdot 1/d \cdot U_0^2/2g$) на участках трубопровода, полностью заполненных нефтепродуктом. Обобщая многочисленные исследования в области безнапорных течений в каналах кругового сечения, можно предложить следующие аппроксимационные формулы для расчета степени заполненности сечения трубы нефтепродуктом на самотечном участке:

1. Если $\gamma = i/\operatorname{tg} \alpha \geq 1$, то $\sigma = 1$ (сечение заполнено полностью);

2. Если $32,32 \cdot \lambda_0 \leq \gamma < 1$, то $\sigma = 1 - 2,98 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt{\frac{2}{\lambda_0} \cdot (1 - \sqrt{\gamma})}$;

3. Если $4,87 \cdot \lambda_0 \leq \gamma < 32,32 \cdot \lambda_0$,

$$\text{то} \quad \sigma = 9,39 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt{\frac{2\gamma}{\lambda_0} + 0,113}; \quad (4.37)$$

4. Если $\gamma < 4,87 \cdot \lambda_0$, то $\sigma = 0,1825 \cdot \left(\frac{2\gamma}{\lambda_0} \right)^{0,356}$.

Формулы (4.37) позволяют рассчитать степень заполненности σ сечения трубопровода нефтепродуктом по известному отношению γ гидравлических уклонов i и $\operatorname{tg} \alpha$ на напорном и самотечном участках, соответственно.

Пример. Расход бензина ($v_6 = 0,6 \text{ сСт}$) на самотечном участке нефтепродуктопровода ($D = 530 \text{ мм}$, $\delta = 8 \text{ мм}$, $\Delta = 0,2 \text{ мм}$) равен $900 \text{ м}^3/\text{ч}$. Профиль участка наклонен к горизонту на угол $\alpha = -1^\circ$. Какова степень заполненности сечения трубы бензином на этом участке?

Решение. Вычисляем скорость U_0 перекачки, число Рейнольдса, коэффициент λ_0 гидравлического сопротивления и гидравлический уклон i на напорных участках трубопровода:

$$U_0 = 4 \cdot 900 / (3600 \cdot 3,14 \cdot 0,514^2) = 1,205 \text{ м/с}; \quad \operatorname{tg}(1^\circ) = 0,0175;$$

$$Re = 1,205 \cdot 0,514 / (0,6 \cdot 10^{-6}) = 1,03 \cdot 10^6; \lambda_0 = 0,0154;$$

$$i = \lambda_0 \cdot 1/d \cdot U_0^2 / (2g) = 0,0154 \cdot 1 / 0,514 \cdot 1,205^2 / (2 \cdot 9,81) = 0,0022.$$

Вычисляем параметр γ :

$$\gamma = i / \operatorname{tg} \alpha = 0,0022 / 0,0175 = 0,1257.$$

Поскольку $4,87\lambda_0 = 0,075 < \gamma = 0,1257 < 32,32\lambda_0 = 0,498$, то в формулах (4.37) реализуется третий случай:

$$\sigma = 9,39 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt{2 \cdot 0,1257 / 0,0154} + 0,113 = 0,492.$$

Для того чтобы определить, есть ли в рассматриваемом трубопроводе самотечные участки, нужно построить совмещенную картину профиля трубопровода и линии гидравлического уклона.

Если линия гидравлического уклона проходит всюду выше профиля трубопровода, причем это превышение составляет величину большую, чем $p_y / \rho g$ (p_y — упругость насыщенных паров нефтепродукта), то самотечных участков в трубопроводе нет.

Если линия гидравлического уклона в какой-либо точке проходит от профиля трубопровода на расстоянии, меньшем, чем $p_y / \rho g$, или и вовсе пересекается с ним, то в трубопроводе существует один или несколько самотечных участков [10].

Обратимся к рис. 38. Линию $BK_2P_2K_1P_1A$ гидравлического уклона начинаем строить с конца B рассматриваемого участка. Для этого достаточно знать напор и гид-

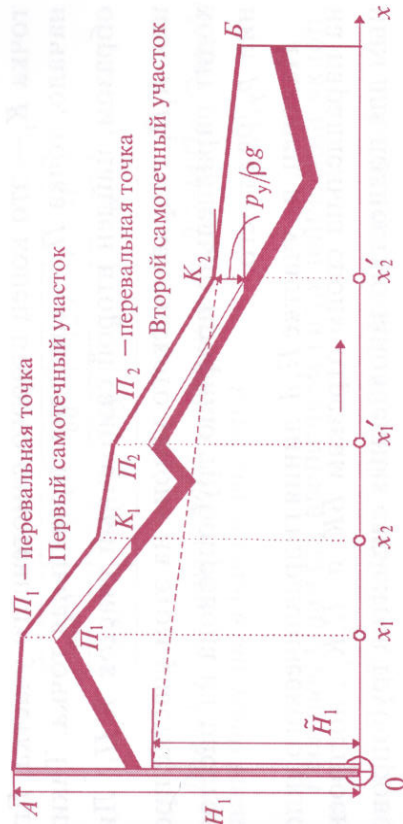


Рис. 38. Схема определения местоположения самотечных участков

равлический уклон в конце участка. На отрезке BK_2 линия гидравлического уклона лежит значительно выше профиля трубопровода, поэтому сечения последнего заполнены полностью. Однако в точке K_2 линия гидравлического уклона подходит к профилю трубопровода на расстояние $p_y / \rho g$, поэтому точка K_2 — это конец самотечного участка; его начало — перепадная точка P_2 . Таким образом, один из самотечных участков найден. Линия гидравлического уклона K_2P_2 на этом участке проходит параллельно профилю трубопровода.

Продолжаем строить линию гидравлического уклона. Из перепадной точки P_2 она выходит под углом, тангенс которого равен гидравлическому уклону (т.е. параллельно отрезку BK_2). Оказывается, что в точке K_1 эта линия вторично подходит к профилю трубопровода на расстояние $p_y / \rho g$. Следовательно, внутри трубопровода давление опять становится равным упругости насыщенных паров и в нем должна существовать парогазовая полость;

точка K_1 — это конец второго самотечного участка. Его начало, точка P_1 — еще одна перевальная точка. Таким образом, найден второй самотечный участок K_1P_1 . Линия K_1P_1 гидравлического уклона на этом участке проходит параллельно профилю трубопровода на расстоянии $p_y/\rho g$ от него.

Наконец, на участке P_1A линия гидравлического уклона параллельна своим отрезкам BK_2 и P_2K_1 , построенным для полностью заполненных сегментов трубопровода.

Из рис. 38 видно, что наличие самотечных участков в магистральном нефтепродуктопроводе приводит к увеличению начального напора H_1 (а следовательно, и давления P_1) на станции, а значит, требует более высоких затрат энергии на перекачку по сравнению с трубопроводом, в котором самотечные участки отсутствуют. Если линию гидравлического уклона, начиная от точки K_2 , мысленно продлить до начального сечения участка, то можно определить напор \tilde{H}_1 , который был бы необходим для перекачки нефтепродукта с тем же самым расходом в трубопроводе той же длины и того же диаметра, но без самотечных участков. Очевидно, всегда $H_1 \geq \tilde{H}_1$.

Пример. По участку нефтепродуктопровода ($L = 140$ км; $D = 530$ мм, $\delta = 8$ мм, $\Delta = 0,2$ мм) перекачивают бензин ($\rho_6 = 750$ кг/м³, $\nu_6 = 0,5$ сСт, $p_y = 0,07$ МПа) с расходом 700 м³/ч. Профиль участка имеет вид, представленный в таблице:

x , км	0	80	120	140
z , м	100	100	0	0

Давление в конце участка составляет 0,2 МПа. Определить давление в начале участка.

Решение. Сначала вычисляем гидравлический уклон:

$$U_0 = 4 \cdot 700 / (3600 \cdot 3,14 \cdot 0,514^2) = 0,938 \text{ м/с};$$

$$Re = 0,938 \cdot 0,514 / (5 \cdot 10^{-6}) = 964264;$$

$$\lambda_0 = 0,11 \cdot (0,2 / 514 + 68 / 964264)^{0,25} = 0,0161;$$

$$i = 0,0161 \cdot 1 / 0,514 \cdot 0,938^2 / (2 \cdot 9,81) = 0,0014.$$

Затем вычисляем потери напора на участке трубопровода между 120 и 140 километрами. Они равны $h_{120-140} = i \cdot 20000 = 28$ м, поэтому напор в конце спуска, т.е. в сечении $x = 120$ км, равен 28 м.

Поскольку $p_y/\rho_6 g = 70000 / (750 \cdot 9,81) \approx 9,51$ м, то в сечении $x = 120$ км трубопровод еще полностью заполнен бензином. Однако перепад высот на нисходящем участке трубопровода составляет 100 м (см. профиль), поэтому очевидно, что в каком-то сечении спуска давление жидкости равно упругости p_y ее насыщенных паров, поэтому часть нисходящего участка трубопровода неизбежно будет самотечным. Начало этого участка находится в начале спуска, т.е. в сечении $x = 80$ км.

Гидравлический уклон на равнинном (полностью за-

полненном) сегменте трубопровода, между началом участка и 80-м километром, равен гидравлическому уклону на полностью заполненном сегменте трубопровода между 120 и 140-м километрами, т.е. 0,0014, поэтому потеря напора $h_{0-180} = 0,0014 \cdot 80000 = 112$ м. Следовательно, давление p_1 в начале участка равно $750 \cdot 9,81 \cdot 112 = 824040$ Па, или $\approx 0,824$ МПа ($\approx 8,4$ атм).

Упражнения.

1. Расход дизельного топлива ($v_d = 9$ сСт) на самотечном участке нефтепродуктопровода ($D = 377$ мм, $\delta = 7$ мм; $\Delta = 0,2$ мм) равен 400 м³/ч. Профиль участка наклонен к горизонту под углом $\alpha = -0,5^\circ$. Какова степень заполнения сечения трубопровода дизельным топливом на этом участке?

Ответ. 0,683.

2. Профиль участка нефтепродуктопровода ($L = 150$ км, $D = 530$ мм, $\delta = 8$ мм, $\Delta = 0,25$ мм) представлен в таблице:

x , км	0	25	50	75	100	125	150
z , м	100	100	150	200	50	0	50

x – координата сечения, z – высотная отметка). По нефтепродуктопроводу перекачивают дизельное топливо ($\rho_d = 840$ кг/м³, $v_d = 11$ сСт, упругость насыщенных паров $p_y = 0,03$ МПа) с расходом 500 м³/ч. Определить давление p_1 в начале участка, если давление p_2 в конце участка составляет $0,3$ МПа.

Ответ. 1,51 МПа ($\approx 15,4$ атм).

4.7. Остаточный объем нефтепродукта в трубопроводе

В процессе эксплуатации нефтепродуктопровода существуют технологические операции, когда жидкость, заполняющая внутреннюю полость трубопровода, сливается в резервуары через один из концов участка. При этом столб жидкости в трубопроводе разрывается и образуются пустоты, заполненные парами нефтепродукта (рис. 39). Местоположение и объем этих пустот определяются профилем нефтепродуктопровода. В то же время значительная часть трубопровода остается заполненной жидкостью, причем объем оставшегося в трубе нефтепродукта является минимально необходимым для бездебалансовой перекачки (т.е. перекачки, при которой объем нефтепродукта, получаемого из трубопровода, будет равен объему нефтепродукта, закачиваемого в трубопровод).

В сущности пустоты, образующиеся в трубопроводе после окончания слива нефтепродукта, есть самотечные

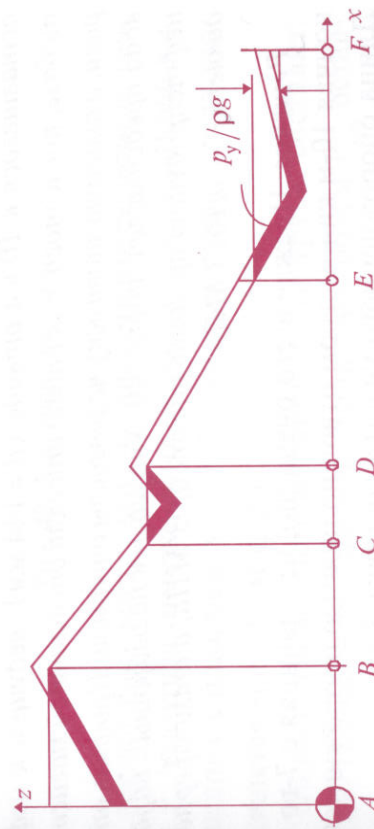


Рис. 39. Расчет остаточного объема нефтепродукта в трубопроводе

участки с нулевой степеню заполненности и нулевым ($Q=0$) расходом перекачки. Поэтому правила определения местоположения пустот принципиально ничем не отличаются от общих правил нахождения самотечных участков. Линия гидравлического уклона в рассматриваемом случае состоит из отрезков горизонтальных прямых над полностью заполненными сегментами трубопровода и отрезков наклонных прямых, параллельных профилю трубопровода, там, где в трубопроводе образовались пустоты, (см. рис. 39).

Общий объем $V_{\text{ост}}$ нефтепродукта, оставшегося в трубопроводе, определяется как сумма объемов V_{CD} участков типа CD таких, что высоты их левых концов образуют монотонно возрастающую (если считать слева направо) последовательность:

$$V_{\text{ост}} = \sum_i V_{c, p_i}$$

Пример. Определить объем нефтепродукта ($\rho = 750 \text{ кг/м}^3$), оставшегося в 10-км отводе ($d = 144 \text{ мм}$), ведущем к нефтебазе, после того, как отвод отсекли от основной магистральной, а входную задвижку нефтебазы открыли. Профиль отвода представлен на рис. 40. Упругость насыщенных паров нефтепродукта принять равной 0,03 МПа, а атмосферное давление — 0,1013 МПа.

Решение. Прежде всего очевидно, что начиная с 7-го и конца 10-м километром отвод полностью опорожнится. Длина опорожненного участка составит 3 км.

Между 3-м и 4-м километрами существует точка x_1 такая, что $z_{x_1} = 74 + h_b$, где h_b — вакуумметрическая высота,

равная $p_y / \rho g = 0,02 \cdot 10^6 / 750 \cdot 9,81 = 2,72 \text{ м}$, т.е. $z_1 = 76,72 \text{ м}$. Координату x_1 получаем линейной интерполяцией из порции:

$$\frac{3 - x_1}{3 - 4} = \frac{78 - z_1}{78 - 68} \quad \text{или} \quad \frac{3 - x_1}{-1} = \frac{78 - 76,72}{78 - 68},$$

откуда находим: $x_1 = 3,18 \text{ км}$. Таким образом, между 3-м и 7-м километрами опорожнятся 180 м трубы.

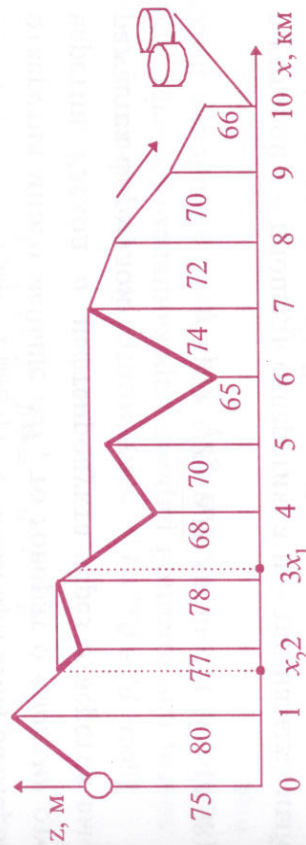


Рис. 40. К примеру расчета

Аналогично между 1-м и 2-м километрами существует точка x_2 , высотная отметка которой равна 78 м: $x_2 = 81,666 \text{ км}$. Следовательно, между 1-м и 2-м километрами отвода опорожнятся еще 667 м трубы.

Общий объем опорожненной части трубы составит: $3000 + 180 + 667 = 3847$ метров. Вычисляем объем $V_{\text{ост}}$ оставшегося в отводе нефтепродукта:

$$V_{\text{ост}} = 3,14 \cdot 0,144^2 / 4 \cdot (10000 - 3847) \approx 100,16 \text{ м}^3.$$

4.8 Истечение нефтепродуктов через отверстия в трубопроводах

При нарушении герметичности резервуаров и трубопроводов истечение нефтепродукта из отверстий в их стенках происходит, как правило, при переменном напоре.

Для преодоления жидкостью отверстия требуется некоторая разность давлений $(p_{\text{внут}} - p_{\text{внеш}})$, внутри трубопровода и вне его, или в терминах напоров — разность напоров $\Delta H = (p_{\text{внут}} - p_{\text{внеш}}) / \rho \cdot g$. Если при этом размеры отверстия много меньше ΔH , то говорят о «малом» отверстии. Расход q нефтепродукта через отверстие выражается формулой

$$q = \mu \cdot s \cdot \sqrt{2g \cdot \Delta H}, \quad (4.38)$$

в которой s — площадь отверстия, а μ — так называемый коэффициент расхода. Для отверстий в тонких стенках обычно принимают $\mu = 0,62$. Таким образом, для малых отверстий особенности его формы не играют существенной роли, а важна лишь площадь отверстия.

Если по нефтепродуктопроводу ведут перекачку, то давление $p_{\text{внут}}$ есть давление в том сечении трубопровода, в котором находится отверстие. Если истечение происходит в остановленном трубопроводе (самотеком), то возможны три случая [10].

Первый случай. Площадь s отверстия настолько мала, что вытекающая жидкость не создает в трубе сколь угодно заметного движения и нефтепродукт в трубе можно считать покоящимся. Тогда для распределения давле-

ния в трубопроводе справедлива гидростатическая формула

$$p_{\text{внут}} = p_y + \rho g \cdot (z - z_*),$$

где z — высотная отметка зеркала жидкости в трубопроводе, а z_* — высотная отметка сечения, в котором расположено сквозное отверстие. Если при этом внешнее давление считать равным атмосферному, то

$$p_{\text{внут}} - p_{\text{атм}} = \rho g \cdot (z - z_*) - p_b.$$

Здесь $p_b = p_{\text{атм}} - p_y$ — вакуумметрическое давление в полости, насыщенной парами перекачиваемого нефтепродукта. В терминах напоров последнее уравнение имеет вид

$$\Delta H = z - z_* - \frac{p_b}{\rho g}, \quad (4.39)$$

т.е. разность ΔH напоров, заставляющая вытекать жидкость через отверстие в стенке трубопровода, равна высоте «давящего» столба жидкости над отверстием за вычетом вакуумметрической высоты, создаваемой разряжением, образующимся в парогазовой полости трубы над зеркалом опускающегося нефтепродукта.

Подставляя выражение (4.39) в формулу (4.38), получаем:

$$q = \mu \cdot s \cdot \sqrt{2g \cdot \left[(z - z_*) - \frac{p_b}{\rho g} \right]}. \quad (4.40)$$

На практике формулу (4.40) используют следующим образом. На профиле трубопровода отмечают сечение, в котором находится отверстие, и сечение, в котором профиль трубопровода имеет максимальную высоту. Разность $(z - z_*)$ высот этих сечений дает значение, которое входит в формулу (4.40). По мере вытекания жидкости высота максимального сечения изменяется, так что z есть функция времени: $z = z(t)$. Помимо этого, нужно учитывать, что длина столба опускающейся жидкости может уменьшаться как непрерывно, так и скачками — из нее могут исключаться целые участки трубопровода, имеющие \cup -образную форму. Это случается всякий раз, когда зеркало жидкости сравнивается по высоте с лежащей по ходу движения местной вершиной профиля (рис. 41). Например, после достижения опускающимся зеркалом сечения B происходит мгновенная остановка жидкости в \cup -образном колене AB . В сечении A столб жидкости разрывается и в этом месте образуется очередная газовая полость. Далее зеркало жидкости продолжает опускаться начиная с сечения A .

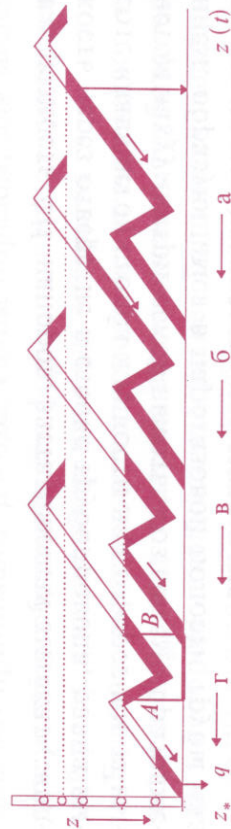


Рис. 41. Истечение жидкости из участка рельефного трубопровода

Второй случай. Площадь s отверстия в стенке трубы настолько велика, что можно пренебречь разностью напоров ΔH внутри и вне трубы в этом сечении. В этом слу-

чае предположение о гидростатическом распределении давления в трубопроводе неверно; в нем возникает интенсивное течение жидкости к месту аварии, так что значительная часть движущего напора теряется на преодоление сил внутреннего трения (гидравлические потери напора на трение). Поэтому для отверстий больших размеров разность ΔH напоров, входящая в формулу (4.40), *не выражается* формулой (4.39) через высотные отметки сечений трубопровода.

Отказавшись от предположения о гидростатике, процесс истечения нефтепродукта нужно рассматривать в динамике. В данном случае расчеты облегчаются тем, что большое значение площади отверстия позволяет считать известным давление в том сечении, где оно расположено. Как правило, это давление равно атмосферному. Расходы в ветвях нефтепродуктопровода следует определять по правилам гидравлики на основании уравнения Бернулли (4.1).

Пусть отверстие находится в сечении x_* трубопровода и имеет высотную отметку z_* . Обозначим абсциссу зеркала опускающейся жидкости в левой ветви трубопровода через $x_1(t)$, а в правой — через $x_2(t)$. Тогда имеет место следующая система уравнений:

$$\left(\frac{p_y}{\rho g} + z_1(t) \right) - \left(\frac{p_{\text{атм}}}{\rho g} + z_* \right) = \lambda(u_1) \cdot \frac{(x_* - x_1)}{d} \cdot \frac{u_1^2}{2g},$$

$$\left(\frac{p_y}{\rho g} + z_2(t) \right) - \left(\frac{p_{\text{атм}}}{\rho g} + z_* \right) = \lambda(u_2) \cdot \frac{(x_2 - x_*)}{d} \cdot \frac{u_2^2}{2g}, \quad (4.41)$$

$$\frac{dx_1}{dt} = u_1, \quad \frac{dx_2}{dt} = -u_2, \quad q = (u_1 - u_2) \cdot S.$$

Для каждого момента времени t из первого уравнения находится скорость u_1 движения нефтепродукта в левой ветви трубопровода, из второго — скорость u_2 движения нефтепродукта в правой ветви трубопровода, а затем на основании третьего и четвертого уравнений вычисляются изменения координат x_1 и x_2 зеркала жидкости:

$$dx_1 = u_1 dt \quad \text{и} \quad dx_2 = -u_2 dt$$

и затем новые координаты $x_1(t+dt)$ и $x_2(t+dt)$:

$$x_1(t+dt) = x_1(t) + u_1 \cdot dt, \quad x_2(t+dt) = x_2(t) - u_2 \cdot dt.$$

Новые координаты зеркала жидкости в трубе позволяют найти соответствующие им высотные отметки z_1 и z_2 и с помощью уравнений (4.41) повторить весь расчет заново. При этом нужно учитывать также и скачкообразные изменения координат x_1 и x_2 при отключении и обрывных участков трубопровода, о которых говорилось в предыдущем случае. Описанный выше пошаговый процесс хорошо реализуется в компьютерных программах (см. п. 6.12).

Пример 1. На 26-м км нефтепродуктопровода ($D = 377$ мм, $\delta = 8$ мм) произошел крупный разрыв трубы. Несмотря на то, что автоматика мгновенно перекрыла задвижки на 20-м и 30-м километрах, предотвратить утечку все же не удалось и она продолжалась до полного вытекания жидкости. Определить, сколько нефтепродукта вытекло, профиль трубопровода между указанными задвижками представлен в таблице:

x , км	20	21	22	23	24	25	26	27	28	30
z , м	100	150	120	200	150	170	100	180	75	190

(x — координата сечения, z — высотная отметка). Плотность нефтепродукта равна 730 кг/м^3 , а упругость его насыщенных паров — $0,03 \text{ МПа}$.

Решение. Чертеж к этому примеру представлен на рис. 42. Незакрашенные фрагменты трубы обозначают те участки, откуда нефтепродукт вытек.

Между 23-м и 24-м километрами находится сечение x_1 , чья высота равна 170 м плюс вакууметрическая высота h_B , соответствующая разряжению, возникающему в трубопроводе:

$$h_B = \frac{(0,1 - 0,03) \cdot 10^6}{730 \cdot 9,81} \approx 9,77 \text{ м}.$$

Для определения x_1 составляем пропорцию:

$$\frac{x_1 - 23}{24 - 23} = \frac{170 + 9,77 - 200}{730 \cdot 9,81} \Rightarrow x_1 = 23,405 \text{ км}.$$

Последнее означает, что между этими километрами опорожнилось 405 м трубы.

Между 28-м и 30-м километрами также имеется сечение x_2 , чья геодезическая высота равна 180 м плюс h_B . Для определения x_2 составляем пропорцию:

$$\frac{x_2 - 28}{30 - 28} = \frac{180 + 9,77 - 75}{190 - 75} \Rightarrow x_2 = 29,996 \text{ км}.$$



Рис. 42. К примеру расчета истечения нефтепродукта из трубопровода

Это означает, здесь опорожнилось всего 4 м трубы. Кроме того, опорожняются 2 км трубопровода от 25 до 27 км, т.е. 2000 м. Таким образом, всего опорожнилось 2409 м. Объем образовавшейся полости

$$V_{\pi} = (3,14 \cdot 0,361^2 / 4) \cdot 2409 = 246,45 \text{ м}^3.$$

Пример 2. Сквозное коррозионное отверстие площадью 4 мм² образовалось в стенке магистрального нефтепродуктопровода ($D = 377 \text{ мм}$, $\delta = 7 \text{ мм}$), перекачивающего дизельное топливо ($\rho = 840 \text{ кг/м}^3$). Сечение, в котором образовалось отверстие, находится в 56 км от перекачивающей станции 125-км участка нефтепродуктопровода ($z_{\pi} = 120 \text{ м}$, $z_{\kappa} = 60 \text{ м}$, $h_{\kappa} = 40 \text{ м}$) и имеет высотную отметку $z_* = 180 \text{ м}$. Предположительно давность аварии оценена в 20 суток. Определить, какое количество дизельного топлива вытекло из трубы за это время, если напор в начале участка составлял 525 м.

Решение. Рассчитываем гидравлический уклон i на рассматриваемом участке:

$$i = \frac{(z_{\pi} + H_{\pi}) - (z_{\kappa} + h_{\kappa})}{L} = \frac{(120 + 525) - (60 + 40)}{125000} \approx 0,00436.$$

Рассчитываем напор H , в месте аварии:

$$H_* = (z_{\pi} + H_{\pi}) - i \cdot l = 120 + 525 - 0,00436 \cdot 56000 = 401 \text{ м}.$$

Внешний «противонапор» $H_{\text{внеш}}$ определяется согласно равенству

$$H_{\text{внеш}} = z_* + p_{\text{атм}} / \rho g = 180 + 101300 / (840 \cdot 9,81) = 192,3 \text{ м},$$

где $p_{\text{атм}}$ – атмосферное давление, равное, как известно, 0,1013 МПа. Таким образом, на отверсти имеет место перепад напоров ΔH , равный $401 - 192,3 = 208,7 \text{ м}$.

По формуле (4.38) рассчитываем расход q утечки:

$$q = 0,62 \cdot 4 \cdot 10^{-6} \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 208,7} = 1,587 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}.$$

За 20 суток истечения вытечет

$$1,587 \cdot 10^{-4} \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 20 = 274,23 \text{ м}^3.$$

Пример 3. В результате нарушения правил проведения земляных работ был «порван» магистральный нефтепродуктопровод ($D = 219 \text{ мм}$, $\delta = 6 \text{ мм}$). Авария произошла на 12-м километре трассы. В этот момент перекачка по трубопроводу не велась, но труба была полностью заполнена нефтепродуктом ($\rho = 780 \text{ кг/м}^3$, $\nu = 2 \text{ сСт}$). Давление в трубе в момент аварии снизилось практически до атмосферного. Глина-

ная пробка, перекрывающая трубу, была установлена через 2 часа после аварии. Сколько нефтепродукта вытекло из трубопровода, если профиль участка вблизи места аварии имел вид, представленный в таблице:

x, км	10	12	13	14	20	22	25
z, м	50	56	52	60	72	45	60

(x — координата сечения, z — высотная отметка)? Принять, что труба между указанными точками прямолинейна, а 20-й км — это наивысшая точка профиля.

Решение. Профиль сегмента нефтепродуктопровода приведен на рис. 43. Сразу же после аварии в наивысшей точке профиля ($x = 20$ км) происходит разрыв сплошности столба нефтепродукта и в вершине образуется вакуум (если упругостью насыщенных паров нефтепродукта пренебречь). Воздух не может проникнуть в трубу через образовавшееся отверстие, поскольку на участке между 12-м и 13-м км имеется спуск.

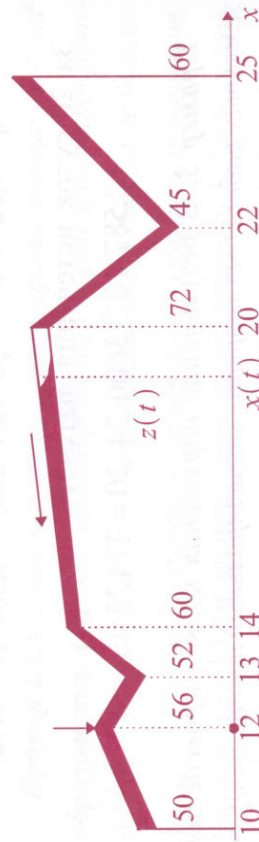


Рис. 43. К расчету истечения нефтепродукта при перемещении напора

Уравнение Бернулли, записанное для двух сечений нефтепродуктопровода: $x_1 = 12$ км и $x = x(t)$, с учетом условий:

при $x_1 = 12$ км: $z_1 = 56$ м, $p_1 = 0,0981$ МПа;
при $x = x(t)$: $z = z(t)$, $p = 0,0$ МПа
дает следующее уравнение:

$$\left(\frac{9,81 \cdot 10^4}{780 \cdot 9,81} + 56 - [0 + z(t)] = \lambda \cdot \frac{x - 12000}{0,205} \cdot \frac{U \cdot |U|}{2 \cdot 9,81}, \right.$$

в котором U — скорость столба нефтепродукта:

$$(U < 0); \quad |U| = -U.$$

Для того чтобы определить высотную отметку $z(t)$, соответствующую свободной поверхности нефтепродукта в сечении $x(t)$ учитывается, что наклон трубопровода на участке между 14-м и 20-м километрами равен 0,002, вследствие чего уравнение его оси имеет вид

$$z = 0,002 \cdot (x - 14000) + 60.$$

Исключив z из уравнения Бернулли для разности напоров, получим исходное расчетное уравнение

$$\frac{0,008x - 147,87}{x - 12000} = \lambda \cdot U^2. \quad (*)$$

а. Сначала рассчитываем скорость жидкости в начальный момент времени, когда ее свободная поверхность находится в точке $x = 20000$ м. Из (*) следует, что $\lambda \cdot U^2 = 0,0015$, откуда методом последовательных приближений находим, что $U = 0,244$ м/с. Это означает, что, например, за полчаса (1800 с) поверхность жидкости сдвинется на $0,244 \cdot 1800 = 439$ м влево вдоль трубопровода и достигнет сечения $x = 20000 - 439 = 19561$ м.

б. Затем рассчитываем, как движется поверхность жидкости в следующие полчаса. Для этого определяем ее скорость при $t = 1800$ с и $x = 19561$ м. Из (*) следует, что $\lambda \cdot U^2 = 0,0011$, откуда тем же методом находим, что $U = 0,205$ м/с. Это означает, что за полчаса поверхность жидкости продвинется еще на некоторое расстояние: $0,205 \cdot 1800 = 369$ м влево по трубопроводу и достигнет сечения $x = 19561 - 369 = 19192$ м.

Точно таким же образом рассчитывается движение свободной поверхности нефтепродукта в следующие получасовые интервалы времени. Результаты этих расчетов таковы:

$$3600 < t < 5400: U = 0,168 \text{ м/с}; \Delta x = 302,4; x = 18890 \text{ м};$$

$$5400 < t < 7200: U = 0,126 \text{ м/с}; \Delta x = 226,8; x = 18663 \text{ м}.$$

Таким образом, за 2 часа истечения свободная поверхность нефтепродукта переместится влево от сечения 20 км на 1337 м. Это означает, что из трубопровода вытечет

$$\frac{3,14 \cdot 0,205^2}{4} \cdot 1337 \approx 44 \text{ м}^3 \text{ нефтепродукта}.$$

Третий (общий) случай. Отверстие в стенке трубопровода таково, что нужно учитывать как течение нефтепродукта к месту аварии, так и разность давлений внутри и вне трубопровода. В этом случае процесс истечения из отверстия описывается следующей системой уравнений:

$$\left(\frac{p_y}{\rho g} + z_1(t) \right) - \left(\frac{p_*}{\rho g} + z_* \right) = \lambda(u_1) \cdot \frac{(x_* - x_1)}{d} \cdot \frac{u_1^2}{2g},$$

$$\left(\frac{p_y}{\rho g} + z_2(t) \right) - \left(\frac{p_*}{\rho g} + z_* \right) = \lambda(u_2) \cdot \frac{(x_2 - x_*)}{d} \cdot \frac{u_2^2}{2g}, \quad (4.42)$$

$$(u_1 - u_2) \cdot S = \mu \cdot s \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot (p_* - p_{\text{атм}})}{\rho}},$$

$$\frac{dx_1}{dt} = u_1, \quad \frac{dx_2}{dt} = -u_2.$$

где p_y — упругость насыщенных паров нефтепродукта.

При известных значениях x_1, x_2, x_* и z_1, z_2, z_* первые три уравнения этой системы позволяют рассчитать три неизвестные величины: u_1, u_2 и p_* . Два последних уравнения дают возможность найти смещение границ x_1, x_2 и жидкости в трубопроводе, после чего расчет повторяется.

4.9. Утечки нефтепродукта из трубопровода

Проблема обнаружения утечек жидкости, особенно «малых», из магистральных трубопроводов — одна из наиболее острых и непростых проблем эксплуатации нефтепродуктопроводов. Несмотря на постоянный поиск эффективных и технологичных решений этого вопроса, ответ на него до сих пор не найден. Существует множество способов обнаружения утечек как расчетных, так и аппаратурных, однако все они либо неуниверсальны, либо технологически сложны, либо необычайно дороги, поэтому говорить о сколько-нибудь окончательном решении этой проблемы не приходится.

Изложим несколько наиболее простых методов.

Метод гидравлической локации места дисбаланса нефтепродукта

Этот метод основан на анализе гидравлических характеристик участка нефтепродуктопровода. Пусть плечо AB нефтепродуктопровода между двумя перекачивающими станциями работает в стационарном режиме, не имеет самотечных участков и транспортирует однородный нефтепродукт с некоторой производительностью Q_0 (рис. 44).

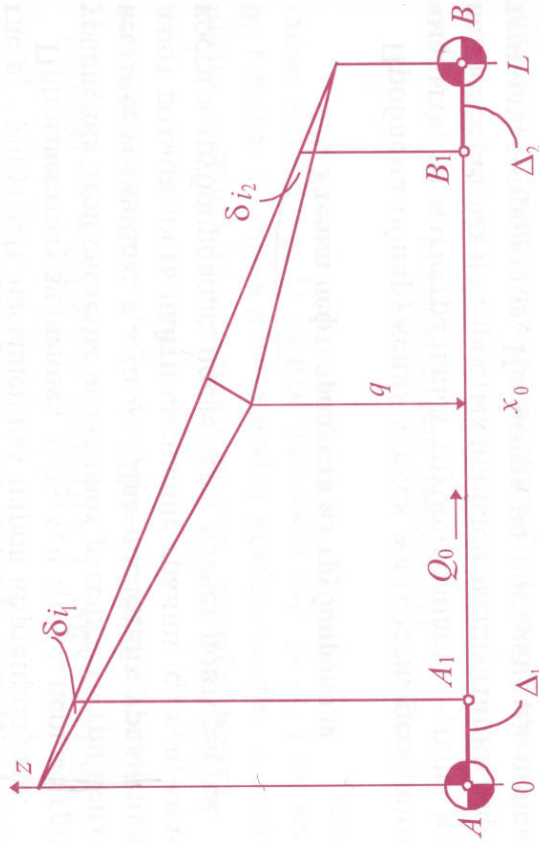


Рис. 44. К расчетной схеме метода

Если в некоторой точке x_0 этого плеча возникает утечка нефтепродукта с расходом q , то линия гидравлического уклона искажается и становится ломаной. При этом в интервале от первой перекачивающей станции до мес-

та утечки нефтепродукта гидравлический уклон увеличивается, а в интервале от места утечки нефтепродукта до второй перекачивающей станции — уменьшается.

Метод локации места утечки нефтепродуктов и оценки ее интенсивности основан на измерении гидравлических уклонов на двух специально выбранных базисных сегментах, находящихся вблизи перекачивающих станций. Задача состоит в том, чтобы указать место утечки нефтепродуктов и оценить его интенсивность по изменению гидравлических уклонов на этих сегментах [22].

Пусть протяженность участка AB равна L . Выберем два базисных сегмента — один AA_1 с протяженностью $AA_1 = \Delta_1$ вблизи первой станции и второй B_1B с протяженностью $B_1B = \Delta_2$ вблизи второй.

Гидравлический уклон i на рассматриваемом плече нефтепродуктопровода есть функция от производительности Q последнего:

$$i = \lambda \cdot \frac{1}{d} \cdot \frac{v^2}{2g} = i(Q). \quad (4.43)$$

Эта величина легко вычисляется по дифференциальным напорам на концах базисных сегментов:

$$i_{AA_1} = i_{B_1B} = \frac{H_A - H_{A_1}}{\Delta_1} = \frac{H_{B_1} - H_B}{\Delta_2}.$$

Буквой H обозначены напоры в соответствующих сечениях трубопровода.

Если в точке x_0 возникает утечка нефтепродукта, то гидравлические уклоны i_{AA_1} и i_{B_1B} перестают быть равными; их изменения δi_1 и δi_2 находятся по показаниям диф-

ференциальных манометров:

$$\delta i_1 = \frac{\delta(H_A - H_A)}{\Delta_1} > 0, \quad \delta i_2 = \frac{\delta(H_{B_1} - H_B)}{\Delta_2} < 0. \quad (4.44)$$

Имеют место также соотношения

$$\delta i_1 = \left(\frac{\partial i}{\partial Q} \right)_{Q_0} \cdot \delta Q_1, \quad \delta i_2 = \left(\frac{\partial i}{\partial Q} \right)_{Q_0} \cdot \delta Q_2, \quad (4.45)$$

в которых $(\partial i / \partial Q)_{Q_0}$ — частные производные от функции $i(Q)$ по Q , вычисленные при номинальной производительности Q_0 . Эти производные могут быть определены как теоретическим путем (с помощью дифференцирования той или иной формулы для зависимости гидравлического уклона i от производительности Q), так и экспериментально, путем исследования изменений гидравлического уклона рассматриваемого участка нефтепродуктопровода при изменениях его производительности.

Из равенств (4.45) можно найти изменения δQ_1 и δQ_2 производительности перекачки до и после сечения утечки:

$$\delta Q_1 = \frac{\delta i_1}{(\partial i / \partial Q)_{Q_0}}, \quad \delta Q_2 = \frac{\delta i_2}{(\partial i / \partial Q)_{Q_0}},$$

а также расход q истечения нефтепродукта:

$$q = \delta Q_1 - \delta Q_2 = \frac{|\delta i_1| + |\delta i_2|}{(\partial i / \partial Q)_{Q_0}}. \quad (4.46)$$

Нетрудно также определить координату x_0 сечения

утечки нефтепродукта. Поскольку величины δi_1 и δi_2 чрезвычайно малы, то имеет место уравнение

$$x_0 \cdot \delta i_1 = -(L - x_0) \cdot \delta i_2,$$

$$x_0 \cdot (\delta i_1 - \delta i_2) = -L \cdot \delta i_2,$$

или

$$x_0 = L \cdot \frac{|\delta i_2|}{|\delta i_1| + |\delta i_2|}, \quad (4.47)$$

где L — протяженность трубопроводного плеча AB .

Формулы (4.46) и (4.47) в совокупности с измеренными величинами $|\delta i_1|$ и $|\delta i_2|$ решают поставленную задачу.

Анализ возможностей предлагаемого метода проиллюстрируем расчетами перекачки дизельного топлива по участку трубопроводов протяженностью $L = 100$ км, имеющих условные диаметры 300 и 500 мм. В расчетах примем, что перекачка топлива ведется в турбулентном режиме (в зоне гидравлически гладких труб), так что зависимость гидравлического уклона от производительности перекачки определяется следующими формулами [22]:

$$i = 0,242 \cdot \frac{Q^{1,75} \cdot \nu^{0,25}}{d^{4,75} \cdot g}, \quad \left(\frac{\partial i}{\partial Q} \right)_{Q_0} = 0,423 \cdot \frac{Q_0^{0,75} \cdot \nu^{0,25}}{d^{4,75} \cdot g}.$$

Результаты расчетов приведены в таблицах 4.1–4.3.

В табл. 4.1 приведены результаты расчетов для трубопровода диаметром 300 мм при производительности $Q_0 = 500$ м³/ч.

Т а б л и ц а 4.1 (Ду=300 мм; $Q_0 = 500 \text{ м}^3/\text{ч}$)

$\delta H_1, \text{ м}$	$\delta H_2, \text{ м}$	$\delta H_1 \cdot 10^5$	$\delta H_2 \cdot 10^5$	$q, \text{ м}^3/\text{ч}$
0,1	0,1	3,33	3,33	1,5
0,2	0,2	6,67	6,67	3,0
0,3	0,3	10,00	10,00	4,4
0,4	0,4	13,32	13,32	5,8
0,5	0,5	16,71	16,71	7,3
0,1	0,5	3,33	13,32	4,4
0,1	0,4	3,33	13,32	3,7
0,1	0,3	3,33	10,00	2,9
0,1	0,2	3,33	6,67	2,2

Из табл. 4.1 видно, в частности, что при выбранной базе измерений фиксация дифференциального напора с точностью до 0, 5 м столба нефтепродукта, обеспечивает выявление утечки с интенсивностью не менее $7,3 \text{ м}^3/\text{ч}$; при повышении точности, с которой фиксируются изменения дифференциального напора, интенсивность определяемой утечки может быть и ниже.

В табл. 4.2 приведены результаты расчетов для трубопровода диаметром 300 мм при производительности $300 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Т а б л и ц а 4.2 (Ду=300 мм; $Q_0 = 300 \text{ м}^3/\text{ч}$)

$\delta H_1, \text{ м}$	$\delta H_2, \text{ м}$	$\delta H_1 \cdot 10^5$	$\delta H_2 \cdot 10^5$	$q, \text{ м}^3/\text{ч}$
0,1	0,1	3,33	3,33	2,2
0,2	0,2	6,67	6,67	4,3
0,3	0,3	10,00	10,00	6,5
0,4	0,4	13,32	13,32	8,6
0,5	0,5	16,71	16,71	10,8
0,6	0,6	3,33	13,32	12,97

Из табл. 4.2 видно, что уменьшение производительности перекачки ведет к снижению точности метода; при той же точности измерений дифференциальных напоров интенсивность минимально выявляемой утечки возрастает.

Наконец, в табл. 4.3 представлены результаты расчетов, выполненных для нефтепродуктопровода диаметром 500 мм, ведущего перекачку с номинальной производительностью $1000 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Т а б л и ц а 4.3 (Ду=500 мм; $Q_0 = 1000 \text{ м}^3/\text{ч}$)

$\delta H_1, \text{ м}$	$\delta H_2, \text{ м}$	$\delta H_1 \cdot 10^5$	$\delta H_2 \cdot 10^5$	$q, \text{ м}^3/\text{ч}$
0,1	0,1	3,33	3,33	10,0
0,2	0,2	6,67	6,67	20,0
0,3	0,3	10,00	10,00	30,0
0,4	0,4	13,32	13,32	40,0
0,5	0,5	16,71	16,71	50,0

Из табл. 4.3 видно, что увеличение диаметра нефтепродуктопровода требует для фиксации малых утечек жидкости более высокой точности измерения гидравлических уклонов на базисных сегментах.

Таким образом, метод гидравлической локации утечек позволяет фиксировать дисбаланс расходов жидкости и рассчитывать сечения, в которых они происходят. Однако возможность этого метода ограничена, ибо при уменьшении интенсивности утечки точность метода снижается.

Метод обработки кривой падения давления

Опрессовку участков трубопровода можно использовать для диагностирования утечек нефтепродукта [21].

Сущность метода состоит в следующем. В испытываемый участок нефтепродуктопровода закачивают жидкость (воду или тот же нефтепродукт) и поднимают давление до достаточно высокого значения, чтобы все сечения трубы оказались заполненными жидкостью и чтобы существовал запас давления над упругостью насыщенных паров. Затем наблюдают, как это давление изменяется в зависимости от времени.

Если давление в рассматриваемом участке трубопровода не изменяется с течением времени, то это свидетельствует об отсутствии в нем утечки. Если же давление в контрольном сечении падает, то это означает, что в испытываемом участке трубопровода имеется отверстие, и задача состоит в том, чтобы оценить величину этого отверстия и по возможности точно указать его местоположение.

Для решения задачи используется уравнение баланса массы нефтепродукта в испытываемом участке трубопровода

$$\frac{d}{dt}(V \cdot \rho) = -\rho_0 q, \quad (4.48)$$

где V — объем данного участка; ρ — плотность нефтепродукта; ρ_0 — ее невозмущенное значение ($d\rho \ll \rho_0$); q — расход утечки.

С точностью до малых высшего порядка это уравнение может быть переписано в развернутом виде:

$$\rho_0 \frac{dV}{dt} + V_0 \frac{d\rho}{dt} = -\rho_0 q, \quad (4.49)$$

где $V_0 = L \cdot \pi \cdot d^2 / 4$ — невозмущенное значение объема участка трубопровода ($dV \ll V_0$).

Для дальнейших преобразований учитываем зависимости (1.3) и (1.7) приращений объема трубопровода и плотности нефтепродукта от приращения $d\rho$ давления:

$$dV = \frac{V_0 d}{\delta \cdot E} \cdot d\rho, \quad d\rho = \frac{\rho_0}{K} \cdot d\rho, \quad (4.50)$$

где δ — толщина стенок трубопровода; K , E — модуль упругости жидкости и модуль Юнга металла трубы. Кроме того, используем формулу (4.38) для связи расхода q жидкости через отверстие в стенке трубы и разности ΔH напоров внутри и вне трубопровода:

$$q = \mu \cdot s \cdot \sqrt{2g \cdot \Delta H}.$$

С учетом этих соотношений уравнение баланса массы нефтепродукта в рассматриваемом участке трубопровода приобретает следующий вид:

$$V_0 \left(\frac{\rho_0}{K} + \frac{\rho_0 d}{E \cdot \delta} \right) \frac{d\rho}{dt} = -\mu \rho_0 s \cdot \sqrt{2g \cdot \Delta H}, \quad (4.51)$$

где

$$\Delta H = z_k - z_* + \frac{p(t) - p_{\text{атм}}}{\rho g}. \quad (4.52)$$

Здесь z_* , z_k — высотные отметки сечений утечки и контрольного сечения (т.е. сечения, в котором производятся замеры давления), соответственно.

Подставляя (4.52) в (4.51), получаем обыкновенное дифференциальное уравнение

$$\frac{V}{c^2} \cdot \frac{dp(t)}{dt} = -\mu \rho_0 s \cdot \sqrt{2 \cdot \left(\frac{p(t) - p_{\text{атм}}}{\rho_0 g} + (z_k - z_*) \right)} \quad (4.53)$$

для определения зависимости давления p в точке замера от времени t .

Входящая в уравнение (4.53) величина s имеет размерность скорости. Согласно Н. Е. Жуковскому, она называется *скоростью распространения волн давления* в трубопроводе:

$$c = \frac{1}{\sqrt{K + \frac{\rho_0 d}{\delta \cdot E}}} \quad (4.54)$$

Как правило, значение величины c близко к 1000 м/с.

Пример. Рассчитать скорость c распространения волн давления при перекачке бензина ($\rho_0 = 750 \text{ кг/м}^3$, $K = 0,9 \cdot 10^9 \text{ Па}$) по нефтепродуктопроводу ($D = 530 \text{ мм}$, $\delta = 8 \text{ мм}$, $E = 2 \cdot 10^{11} \text{ Па}$).

Решение. По формуле (4.54) находим:

$$c = \frac{1}{\sqrt{\frac{750}{0,9 \cdot 10^9} + \frac{750 \cdot 0,514}{0,008 \cdot 2 \cdot 10^{11}}}} = 964,8 \text{ м/с.}$$

Решение дифференциального уравнения (4.53) с начальным условием $p(0) = p_0$ позволяет определить, как будет уменьшаться давление в испытуемом участке нефтепродуктопровода в зависимости от времени.

$$\sqrt{\frac{p(t) - p_{\text{атм}}}{\rho_0 g} + (z_k - z_*)} = \sqrt{\frac{p_0 - p_{\text{атм}}}{\rho_0 g} + (z_k - z_*)} - \frac{\mu \cdot c^2 s}{V_0 \sqrt{2g}} \cdot t \quad (4.55)$$

Из формулы (4.55) следует, что выражение, стоящее в левой части равенства (4.55), должно быть линейной функцией от времени t , ибо линейна его правая часть, т.е.

$$f(t) = \sqrt{\frac{p(t) - p_{\text{атм}}}{\rho_0 g} + (z_k - z_*)} = A - B \cdot t.$$

Здесь A — коэффициент, зависящий от разности $(z_k - z_*)$ высотных отметок сечения замера давления и известного заранее сечения утечки; B — коэффициент, пропорциональный неизвестной площади отверстия.

Таким образом, если давление $p(t)$ в контрольном сечении испытуемого участка известно, то нужно подбирать разность $(z_k - z_*)$ так, чтобы значения функции $f(t)$ ложились на прямую. При этом определяются как высотная отметка z_* сечения утечки, так и площадь s отверстия, поскольку угловой коэффициент B прямой пропорционален этой площади:

$$s = \frac{V_0 \sqrt{2g}}{\mu \cdot c^2} \cdot B. \quad (4.56)$$

Алгоритм обработки кривой $p(t)$ падения давления состоит в следующем. Пусть $p_i = p(t_i)$ — значения измеренных давлений в контрольном сечении испытываемого участка, относящиеся к последовательным моментам времени t_i , а $f_i = \sqrt{(p_i - p_{\text{атм}})/(\rho_0 g + (z_k - z_*) - \text{значения левой части уравнения (4.55) для какого-нибудь выбранного значения } \Delta z = (z_k - z_*)}$. Тогда коэффициенты A и B могут быть определены методом наименьших квадратов, для этого справедливы формулы:

$$A = \frac{\sum_{i=1}^N f_i \cdot \sum_{i=1}^N t_i^2 - \sum_{i=1}^N f_i t_i \cdot \sum_{i=1}^N t_i}{N \cdot \sum_{i=1}^N t_i^2 - \left(\sum_{i=1}^N t_i \right)^2}, \quad B = \frac{\sum_{i=1}^N f_i \cdot \sum_{i=1}^N t_i - \sum_{i=1}^N f_i t_i}{N \cdot \sum_{i=1}^N t_i^2 - \left(\sum_{i=1}^N t_i \right)^2},$$

где N — число измеренных значений давления в процессе его уменьшения.

Величина коэффициента A есть значение правой части (4.55) в начальный момент времени, т.е. при $t=0$, поэтому она должна выражаться через разность Δz высотных отметок. Следовательно, должно быть справедливым равенство

$$\Delta z = A^2 - \frac{p_0 - p_{\text{атм}}}{\rho_0 g}. \quad (4.57)$$

Однако вычисленное по этой формуле значение Δz может не совпадать со значением Δz , заложенным в расчет величин f_i . Если это так, то берется следующее из возможных значений Δz и процесс расчета коэффици-

ентов A и B повторяется заново. Например, возможные значения Δz берутся с шагом 1 м и перебираются до тех пор, пока заложенное в расчет значение Δz не совпадет с рассчитанным по формуле (4.57). После того как это произойдет, величина Δz определяется формулой (4.57), а площадь s отверстия в стенке трубы — выражением (4.56).

Метод улавливания волн давления при возникновении утечки

Если перекачка нефтепродуктов по участку трубопровода временно не ведется, то возможен метод обнаружения утечек жидкости, основанный на улавливании волн разряжения, рождаемых утечкой в момент ее возникновения. Согласно теории неустановившихся процессов, в момент возникновения утечки (или отбора) жидкости в трубопроводе возникают волны разряжения, которые распространяются от места утечки в обе стороны. Скорость этих волн определяется формулой (4.54).

Пусть L — протяженность участка нефтепродуктопровода, а x — неизвестная координата сечения, в котором возникает утечка. Предположим, что в начале и в конце участка имеется регистрирующая аппаратура, которая фиксирует моменты t_1 и t_2 прихода волн разряжения соответственно к началу и к концу участка. Тогда разность $(t_1 - t_2)$ моментов прихода волн свидетельствует о смещении места утечки относительно середины рассматриваемого участка. Координата x места утечки определяется

через разность моментов прихода волн к началу и концу участка трубопровода формулой

$$\chi = \frac{L}{2} + \frac{c}{2} \cdot (t_1 - t_2). \quad (4.58)$$

Исследование возможностей этого метода показывает, что волны давления, генерированные возникновением утечки, распространяются в *покоящейся жидкости* без существенного затухания и поэтому могут быть зарегистрированы измерительной аппаратурой.

В работающем трубопроводе применение данного метода наталкивается на существенные трудности, связанные со значительным затуханием возникших волн при их распространении в трубопроводе. Несмотря на это, имеются зарубежные публикации, в которых утверждается, что указанные трудности преодолены и метод реализован в комплексе специальной аппаратуры.

Необходимым условием применения данного метода является отсутствие в трубе паровозовых полостей, для этого участок трубопровода во время простоя держится под избыточным давлением.

4.10. Использование антитурбулентных присадок к нефтепродуктам для снижения потерь напора на трение

Потери напора на трение являются основной причиной затрат электроэнергии на перекачку жидкостей и газов по трубопроводам. Они обусловлены силами внутреннего трения между слоями движущейся жидкости. И в ламинарном, и в турбулентном потоке происходит так называемая диссипация (рассеивание) механической

энергии упорядоченного движения и переход ее в энергию хаотического движения частиц жидкости (теплоту). Для турбулентных течений этот переход носит многостадийный характер. Механическая энергия осредненного движения переходит сначала в энергию крупномасштабных вихрей турбулизованной среды, затем в энергию пульсационного движения мелкомасштабных вихрей и, наконец, за счет сил вязкости — в тепловую энергию жидкости. Поэтому историки инженеров и ученых, занимающихся трубопроводами, интересовали способы вмешательства в структуру турбулентных течений с целью снижения потерь энергии.

Одним из таких способов, открытым в конце 40-х годов английским ученым Томсом, является введение в турбулентный поток жидкости специальных высокомолекулярных присадок, снижающих гидравлическое сопротивление. Этот эффект по имени его открывателя называется эффектом Томса.

Механизм действия всех разновидностей противотурбулентных присадок основан на гашении турбулентных пульсаций вблизи внутренней поверхности трубопровода за счет взаимодействия длинномерных молекул присадки с турбулентными вихрями, зарождающимися вблизи стенок трубопровода. При этом, как правило, эффект достигается при чрезвычайно малых концентрациях присадок (измеряемых обычно в миллионных по объему частях жидкости (так называемых *промиле* — ppm), к которой они добавляются).

За счет гашения *пристеночной турбулентности* происходит снижение гидравлического сопротивления, оказываемого потоку трубой. Поэтому таким мероприятием достигается либо увеличение производительности насоса (при том же самом перепаде давлений), либо сни-

жение давления на перекачивающих станциях (при сохранении производительности перекачки), причем эффект снижения гидравлического сопротивления, а значит и расхода электроэнергии, может составлять от 20 до 60 %. Наиболее известными из зарубежных противотурбулентных присадок к нефтепродуктам являются присадка «CDR-102» американской фирмы «Dupon-Soposo» и присадка «NECCAD-547» финской фирмы «Neste», созданные на углеводородной основе. Первая пригодна в равной степени для перекачки как бензинов, так и дизельных топлив, вторая — рекомендуется главным образом для дизельных топлив. Обе присадки прошли промышленные испытания на отечественных трубопроводах.

Использование противотурбулентных присадок имеет некоторое специфическое ограничение: при длительном действии присадок в турбулентном потоке они разрушаются (деградируют); особенно велико их разрушение при прохождении через насосы перекачивающих станций. Поэтому при использовании присадок приходится после каждой насосной станции вводить в поток свежую порцию присадок. Наиболее рационально использовать противотурбулентные присадки для увеличения пропускной способности отдельных участков и прежде всего — лимитирующих.

Все противотурбулентные присадки снижают коэффициент λ гидравлического сопротивления. Для вычисления этого коэффициента в п. 4.1 были приведены формулы (4.6) — (4.10), в том числе формула Блазиуса (4.8), для гидравлически гладких труб, часто используемая для расчета λ в потоке дизельного топлива. Из гидромеханики известно, что эта формула является аппроксимационной для коэффициента гидравлического сопротивления, выражаемого из так называемого универсального закона сопротивления

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 0,88 \cdot \ln(A \cdot \text{Re} \cdot \sqrt{\lambda}) - 3,745, \quad (4.59)$$

в котором $\text{Re} = U d / \nu$ — число Рейнольдса, а A — некоторый коэффициент, получающийся на основе феноменологической теории турбулентности [10, 12]. В турбулентном потоке без присадок он равен 28.

Пример. Вычислить на основании универсального закона (4.59) коэффициент λ гидравлического сопротивления в трубе при числе Рейнольдса 40000.

Решение. Из (4.59) при $A=28$ имеем:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 0,88 \cdot \ln(28 \cdot 40000 \cdot \sqrt{\lambda}) - 3,745.$$

Последовательными приближениями находим: $\lambda \approx 0,0215$. Формула (4.8) Блазиуса дала бы близкое значение $\lambda = 0,0224$ (погрешность 4,2%).

Если в турбулентный поток вводится противотурбулентная присадка с концентрацией θ , то коэффициент A , зависящий от интенсивности пристеночной турбулентности, изменяется и становится функцией от θ , т.е. $A = A(\theta)$. При этом если присадка в потоке отсутствует ($\theta=0$), $A(0) = 28$.

Для присадки «CDR-102» зависимость представлена в табл. 4.4.

Т а б л и ц а 4.4

θ , ppm	20	30	40	50	60	70	80	90
$A(\theta)$	61,4	95,1	143	187	249	276	340	380

(4.60)

Для присадки «Nessad-547» зависимость $A(\theta)$ представлена в табл. 4.5.

Т а б л и ц а 4.5

θ, ppm	40	60	100	180
$A(\theta)$	50	75	150	340

(4.61)

Пример 1. Перекачка дизельного топлива с противотурбулентной присадкой «CDR-102» ($\theta = 40 \text{ ppm}$) ведется при числе Рейнольдса 40000. Рассчитать коэффициент гидравлического сопротивления.

Решение. Формула (4.59) при $Re = 40000$ с коэффициентом $A(40) = 143$, взятым из табл. 4.4, дает для вычисления λ следующее трансцендентное уравнение:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 0,88 \cdot \ln(143 \cdot 40000 \cdot \sqrt{\lambda}) - 3,745.$$

Его решение, найденное методом последовательных приближений, дает значение $\lambda = 0,0153$. Это значение существенно ниже того, которое может быть получено при данном числе Рейнольдса в потоке нефтепродукта без противотурбулентной присадки; эффект составляет $\approx 31,7\%$.

Пример 2. Перекачка дизельного топлива с противотурбулентной присадкой «Nessad-547» ($\theta = 180 \text{ ppm}$) ведется при числе Рейнольдса 40000. Рассчитать коэффициент гидравлического сопротивления.

Решение. Формула (4.59) при $Re = 40000$ с коэффициентом $A(180) = 340$, взятым из табл. 4.5, дает для вычисления λ следующее трансцендентное уравнение:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 0,88 \cdot \ln(340 \cdot 40000 \cdot \sqrt{\lambda}) - 3,745.$$

Его решение, найденное методом последовательных приближений, дает значение $\lambda = 0,0129$. Это значение существенно ниже того, которое может быть получено при данном числе Рейнольдса в потоке нефтепродукта без противотурбулентной присадки; эффект составляет $\approx 42,4\%$.

Для выбора необходимой концентрации θ противотурбулентной присадки поступают следующим образом. Поскольку из формулы (4.59) для коэффициента $A(\theta)$ следует выражение

$$A(\theta) = \frac{1}{Re \cdot \sqrt{\lambda}} \cdot e^{\frac{1+3,745 \cdot \sqrt{\lambda}}{0,88 \cdot \sqrt{\lambda}}}, \quad (4.62)$$

то, определившись с тем, какое значение λ должно быть обеспечено введением противотурбулентной присадки, по формуле (4.62) вычисляют коэффициент $A(\theta)$. Затем по таблицам зависимости A от θ находят требуемую концентрацию θ присадки в нефтепродукте. Умножая полученную на общий объем перекачиваемого топлива, определяют необходимое количество присадки ($1 \text{ ppm} = 10^{-6}$).

Пример. Требуется увеличить пропускную способность участка нефтепродуктопровода ($D = 377 \text{ мм}$, $\delta = 8 \text{ мм}$), перекачивающего дизельное топливо ($v_a = 9 \text{ cSt}$) с расходом

450 м³/ч, на 30% при имеющемся ресурсе давления. Какое количество противотурбулентной присадки «CDR-102» для этого необходимо?

Решение. Рассчитываем первоначальную скорость U_0 перекачки, число Рейнольдса и коэффициент λ_0 гидравлического сопротивления:

$$U_0 = 4Q/S = 4 \cdot 450 / (3600 \cdot 314 \cdot 0,361^2) = 1,221 \text{ м/с},$$

$$\text{Re}_0 = U_0 d / \nu_d = 1,221 \cdot 0,361 / (9 \cdot 10^{-6}) = 48976,$$

$$\lambda_0 = 0,0213.$$

Поскольку пропускную способность требуется увеличить на 30%, то новая скорость U перекачки и новое число Рейнольдса Re будут равны:

$$U = 1,3 \cdot U_0 \approx 1,587 \text{ м/с}, \quad \text{Re} = 1,3 \cdot \text{Re}_0 = 63669.$$

Вследствие неизменности ресурса давлений должно выполняться равенство

$$\lambda_0(\text{Re}_0, 0) \cdot U_0^2 = \lambda(\text{Re}, \theta) \cdot U^2.$$

Отсюда вычисляем новое значение λ :

$$\lambda = \lambda_0 \cdot (U_0/U)^2 = 0,0213 \cdot (1/1,3)^2 = 0,0126.$$

По формуле (4.60) вычисляем коэффициент $A(\theta)$:

$$A(\theta) = \frac{1}{63669 \cdot \sqrt{0,0126}} \cdot e^{\frac{1+3,745\sqrt{0,0126}}{0,88\sqrt{0,0126}}} \approx 246.$$

По табл. 4.4 находим, что такому значению A отвечает концентрация $\theta = 60$ ppm присадки.

Упражнение. Требуется увеличить пропускную способность участка нефтепродуктопровода ($D = 530$ мм, $\delta = 8$ мм), перекачивающего дизельное топливо ($\nu_d = 9$ сСт) с расходом 950 м³/ч, на 25% при имеющемся ресурсе давления. Какое количество противотурбулентной присадки «Nessad-547» для этого необходимо?

Ответ. ≈ 340 ppm.

Глава 5

ОПТИМАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТЕПРОДУКТОВ

Вопрос о выборе параметров системы трубопроводного транспорта нефтепродуктов, т.е. вопрос о том, каким должен быть диаметр трубопровода или трубопроводов (в случае неединичного варианта), толщина стенки трубопроводов, число перекачивающих станций, вместимость резервуарного парка, рабочие давления на станциях и т.п., не решается в рамках лишь технического подхода к проблеме. Оказывается, что достичь конечного результата, т.е. перекачать заданное количество топлива на заданное расстояние, можно не одним, а несколькими способами, с помощью трубопроводных систем, различающихся между собой параметрами. Так, например, можно соорудить нефтепродуктопровод большого диаметра, но с малым числом перекачивающих станций или трубопровод малого диаметра, но с большим числом перекачивающих станций. Можно работать с невысоким уровнем максимальных давлений за счет увеличения числа перекачивающих станций или с высоким уровнем при уменьшенном числе станций. Можно вообще проложить не один, а несколько параллельных трубопроводов, организовав по ним раздельную перекачку хотя бы основных нефтепродуктов — бензинов и дизельных топлив.

Вопрос о том, какими должны быть параметры проектируемой нефтепродуктопроводной системы, решается на основе *технико-экономических соображений*. Это означает, что выбор параметров трубопроводной системы для транспорта нефтепродуктов осуществляется на базе сопоставления различных вариантов технически возможных решений и выявления из них одного, оптимального по экономическим показателям. Этот процесс называется *оптимизацией проектных решений*.

Общий принцип выбора оптимальных решений состоит в следующем. Сначала формируется множество технически возможных вариантов системы трубопроводного транспорта нефтепродуктов. В него включаются трубопроводы с различным диаметром, с различным числом перекачивающих станций, с различной вместимостью резервуарных парков и т.д., а также с различной длиной, т.е. параллельных трубопроводов для раздельной перекачки некоторых групп нефтепродуктов. Затем каждый из вариантов подвергают экономической оценке. Для этого рассчитывают *капитальные затраты* на его реализацию и *эксплуатационные расходы* при дальнейшей эксплуатации. Далее в зависимости от конъюнктуры рынка вводят специальный коэффициент *эффективности капиталных вложений*, позволяющий как бы перевести капитальные вложения в ежегодные затраты на поддержание трубопроводной системы. С помощью этого коэффициента строится оптимизируемый показатель, называемый *приведенными затратами*. Вариант, для которого этот показатель окажется наименьшим, может быть принят в качестве оптимального. Конечно, оптимизация параметров трубопроводной системы по критерию приведенных затрат может служить лишь для выбора оптимального из возможных технических решений, но не больше;

вопрос о том, следует ли сооружать тот или иной нефтепродуктопровод, должен решаться в более широком контексте, с учетом целого спектра экономических и конъюнктурных факторов.

В этой главе излагается методика выбора оптимальных параметров для нефтепродуктопроводных систем двух типов: *однотрубных*, с последовательной перекачкой по ним бензинов и дизельных топлив, и *двухтрубных*, с раздельной перекачкой бензинов по одной трубе и дизельных топлив — по другой [8].

5.1. Расчет укрупненных технологических параметров

5.1.1. Гидравлический расчет

Полный гидравлический расчет последовательной перекачки нефтепродуктов осуществляется согласно правилам, изложенным в главе 4. Для оптимизационных расчетов принимается упрощенная методика, в которой основной служит система двух алгебраических уравнений, выражающая материальный баланс перекачиваемых нефтепродуктов и баланс напоров, необходимых для перекачки:

$$Q \cdot T = \left(\frac{\alpha}{\rho_1} + \frac{1-\alpha}{\rho_2} \right) \cdot G; \quad (5.1)$$

$$\lambda_0 \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{U^2}{2g} = n \cdot \Delta H_{\text{ст.}}$$

В этой системе G — годовая масса перекачиваемых нефтепродуктов (кг); α — доля бензина в общей массе перекачки; $(1-\alpha)$ — доля дизельного топлива в общей массе перекачки; ρ_1, ρ_2 — плотности бензина и дизельного топлива, соответственно (кг/м³); Q — производительность перекачки (м³/ч); T — годовая продолжительность работы нефтепродуктопровода (ч), $T < 8400$; n — число перекачивающих станций; L — протяженность нефтепродуктопровода (м); d — внутренний диаметр трубопровода (м); U — скорость перекачки (м/с), $U = 4Q / (3600 \cdot \pi \cdot d^2)$; $\Delta H_{\text{ст.}}$ — дифференциальный напор, развиваемый одной перекачивающей станцией. Кроме того, введены средние значения ρ_0 — плотности нефтепродуктов и коэффициента гидравлического сопротивления λ_0 :

$$\rho_0 = \rho_1 \cdot \alpha + \rho_2 \cdot (1-\alpha), \quad (5.2)$$

$$\lambda_0 = \frac{\rho_1 \alpha}{\rho_0} \cdot \lambda_1 + \frac{\rho_2 (1-\alpha)}{\rho_0} \cdot \lambda_2,$$

где λ_1, λ_2 — коэффициенты гидравлического сопротивления при перекачке бензина и дизельного топлива, рассчитываемые, например, по формуле (4.9).

Конечно, такой расчет уступает в точности полному гидравлическому расчету разветвленного нефтепродуктопровода с учетом многих конкретных деталей, однако имеющиеся погрешности незначительно сказываются на результатах оптимизации. Кроме того, на последующих стадиях расчета выбранные параметры могут быть уточнены.

Если в качестве независимых и варьируемых переменных выбрать число n перекачивающих станций и диффе-

ренциальный напор $\Delta H_{\text{ст}}$, создаваемый каждой из них, то системе уравнений (5.1) можно рассматривать как систему двух уравнений

$$U \cdot T \cdot d^2 = \frac{4G}{\pi} \cdot \left(\frac{\alpha}{\rho_1} + \frac{1-\alpha}{\rho_2} \right), \quad T \leq 8400, \quad (5.3)$$

$$\lambda_0(U, d) \cdot U^2 \cdot \frac{1}{d} = \frac{2g \cdot n}{L} \cdot \Delta H_{\text{ст}}$$

для определения двух неизвестных: скорости U перекачки и внутреннего диаметра d трубопровода.

Решение этой системы осуществляется согласно следующему алгоритму.

Задаются параметры, определяющие правые части уравнений системы. Затем рассматривается нормальный ряд D диаметров существующих трубопроводов ($d = D - 2\delta$):

$$D \in \{0,159; 0,219; 0,273; 0,325; 0,377; 0,426; 0,530\}$$

с $\delta = 4-10$ мм, причем толщина стенки $\delta = \delta(p_{\text{ст}}, D)$ является функцией максимального давления $p_{\text{ст}}$ и внешнего диаметра D трубопровода. Здесь $p_{\text{ст}} = p_n + \rho_0 g \cdot \Delta H_{\text{ст}}$; p_n — минимально допустимое давление перед станцией, $p_n \approx 0,3$ МПа.

Сначала принимается наименьший из возможных диаметров — 0,159 м. Для него определяется толщина d стенки и, следовательно, внутренний диаметр d трубопровода. Затем из второго уравнения системы (5.3) находится скорость U перекачки, которую нужно было бы обеспечить в трубопроводе такого диаметра. Наконец, из первого уравнения системы (5.3) определяется продолжительность T работы трубопровода.

Если время T оказывается больше 8400 ч, то это означает, что трубопровод выбранного диаметра не способен обеспечить требуемый грузопоток G и диаметр должен быть увеличен. Если же $T \leq 8400$ ч, то трубопровод обеспечивает заданный грузопоток. На этом гидравлический расчет завершается (скорость U перекачки и диаметр трубопровода при данных n и $p_{\text{ст}}$ найдены), и переходят к следующим стадиям оптимизации.

В том случае, когда диаметр должен быть увеличен, переходят от диаметра 0,159 мм к следующему по порядку диаметру 0,219 мм, для которого опять решают второе уравнение системы (5.3) и определяют необходимую продолжительность T перекачки. После этого опять решают, годится ли данный диаметр или нет, и т.д.

В случае двухниточных трубопроводов аналогичные расчеты осуществляются для каждой из двух параллельных труб с той только разницей, что λ_0 и ρ_0 принимаются равными попеременно λ_1 и ρ_1 или λ_2 и ρ_2 , а грузопоток G берется для первой трубы по бензину — G_1 , для второй трубы — по дизельным топливам G_2 .

В результате гидравлического расчета определяется скорость (скорости) перекачки и минимально необходимый диаметр (диаметры) нефтепродуктопровода. Разумеется, эти значения относятся к выбранному в качестве независимых варьируемых параметров — числу n перекачивающих станций и рабочему давлению $p_{\text{ст}}$ на них.

5.1.2. Расчет смесиобразования

Найденные в результате укрупненного гидравлического расчета значения U скорости перекачки и d диаметра нефтепродуктопровода позволяют рассчитать объем

V_c смеси, образующейся в трубопроводе. Делается это на основе формулы (3.36) для контактов бензина и дизельного топлива или на основе формулы (3.35), если речь идет о контакте двух одноименных нефтепродуктов.

В результате расчета смесеобразования определяется объем V_c области смеси в зависимости от U и d , а поскольку те в свою очередь найдены в зависимости от n и $p_{ст}$, то можно сказать, что $V_c = V_c(n, p_{ст})$.

5.1.3. Расчет цикличности перекачки

Годовое число N циклов последовательной перекачки определяется согласно положениям, изложенным в п. 3.20. Предположим, что перекачивают четыре нефтепродукта — два сорта бензина (А-76 и Аи-92) и два сорта дизельного топлива (Л-40 и Л-62). Если речь идет об однострунных системах, то эти нефтепродукты перекачивают последовательно по одной трубе, если же речь идет о двухтрубных системах, то два сорта бензина перекачивают по первой трубе и два сорта дизельного топлива — по второй.

В качестве запаса качества у бензинов по температуре конца кипения и у дизельных топлив по температуре вспышки принимается 3°C , что, согласно (3.65), накладывает следующие ограничения на минимально допустимые к перекачке объемы $V_{н.6}$ и $V_{н.д}$ партий бензина и дизельного топлива, соответственно:

$$V_{н.6} = 100 \cdot V_c; \quad V_{н.д} = 85 \cdot V_c. \quad (5.4)$$

Кроме того, для контакта бензинов А-76 и Аи-92 можно принять, что минимальный объем $V_{н.92}$ партии бензина Аи-92 должен быть в 15,5 раза больше, чем объем его смеси с бензином А-76:

$$V_{н.92} = 15,5 \cdot V_c. \quad (5.5)$$

Аналогично объем партии $V_{н.62}$ дизельного топлива Л-62 должен не менее, чем в 7 раз превышать объем его смеси с дизельным топливом Л-40.

Оценку годовой цикличности последовательной перекачки произведем сначала для однострунных нефтепродуктопроводов.

Объем $V_6^{(6)}$ бензина А-76, в котором осуществляется раскладка смеси с дизельным топливом, в конце трубопровода оценивается следующей величиной:

$$V_6^{(6)} = \frac{\xi_1 \cdot (1 - \beta) \cdot \alpha}{\rho_1} G. \quad (5.6)$$

Здесь $\alpha \cdot G / \rho_1$ — общий объем бензина, участвующего в перекачке; ξ_1 — его часть, достигающая конца трубопровода; β — доля бензина Аи-92 в общем объеме бензина.

Объем $V_d^{(6)}$ дизельного топлива в конце трубопровода оценивается величиной:

$$V_d^{(6)} = \frac{\xi_2 \cdot (1 - \alpha)}{\rho_2} G, \quad (5.7)$$

где ξ_2 обозначает часть общего количества дизельного топлива, достигающую конца трубопровода.

На основе (5.6) и (5.7) с учетом ограничений (5.4) определяется годовое число N циклов перекачки:

$$N = \min \left\{ \frac{\xi_1 \cdot \alpha \cdot (1 - \beta) \cdot G}{100 \cdot \rho_1 \cdot V_c}, \frac{\xi_2 \cdot (1 - \alpha) G}{85 \cdot \rho_2 \cdot V_c} \right\}. \quad (5.8)$$

Для двухтрубных систем годовое число циклов значительно больше, поскольку различные сорта бензинов, так же как и различные сорта дизельных топлив, более совместимы между собой, чем друг с другом:

$$N_1 = \frac{\xi_1 \alpha \beta \cdot G}{15,5 \cdot \rho_1 V_c}, \quad N_2 = \frac{\xi_2 (1 - \alpha) \gamma \cdot G}{7 \rho_2 \cdot V_c}. \quad (5.9)$$

Здесь N_1 и N_2 — годовое число циклов перекачки по первой и второй трубе, соответственно; γ — доля того дизельного топлива, которое перекачивают в меньшем количестве.

5.1.4. Расчет вместимости резервуарных парков

После того как определено годовое число циклов, рассчитывают необходимую для перекачки вместимость резервуарных парков головной перекачивающей станции, конечного наливного пункта и промежуточных нефтебаз, подключаемых к трубопроводу. Формулы для такого расчета приведены в п. 3.21. Поскольку при заданных n — числе перекачивающих станций и p_{cr} — рабочем давлении на них цикличность N , диаметр d трубопровода, скорость U перекачки (а следовательно, и расход Q) уже рассчитаны, то емкость каждого резервуарного парка становится известной в зависимости от значений n и p_{cr} .

5.2. Расчет укрупненных экономических показателей

В предыдущем пункте было показано, как огрубленно оценить технологические параметры той или иной системы трубопроводного транспорта нефтепродуктов.

В частности, из изложенного следовало, что все они могут быть представлены в зависимости от двух независимых и варьируемых величин, например n — числа перекачивающих станций и p_{cr} — рабочего давления на них.

Поскольку все основные технологические параметры выбранного варианта системы найдены, то нужно перейти к оценке затрат на сооружение каждой из них. В процессе оптимизации это осуществляется по так называемым укрупненным экономическим показателям.

5.2.1. Расчет капитальных вложений в линейную часть нефтепродуктопровода

Капитальные вложения в сооружение линейной части нефтепродуктопроводной системы составляют основную долю суммарных капитальных вложений, поскольку именно на линейную часть приходится большое количество технологического и вспомогательного оборудования. К линейной части относятся сам трубопровод (или трубопроводы), линейная запорная и регулирующая аппаратура, линии электропередачи и связи, вольттрассовые дороги, средства катодной и электрохимической защиты, сооружения линейных служб эксплуатации и значительная часть материальных и денежных затрат, связанных с прокладкой трубопровода.

Капитальные вложения K_n в линейную часть нефтепродуктопровода в общем случае представляют формулой

$$K_n = k \cdot L, \quad (5.10)$$

где k — удельные капитальные вложения, рассчитанные на 1 км трубопровода, тыс. \$/US/км; L — протяженность нефтепродуктопровода (км).

Коэффициент k не является постоянной величиной, он зависит от параметров сооружаемого нефтепродуктопровода, от климатического района, в котором он прокладывается, от особенностей соответствующих территорий и т.п. При некотором отвлечении от деталей коэффициента k можно представить в виде функции $k = k(D, \delta)$ для односторонних трубопроводов и в виде функции $k = k(D_1, D_2, \delta_1, \delta_2)$ — для двухсторонних.

Для односторонних трубопроводов этот коэффициент имеет следующую структуру:

$$k(D, \delta) = k_1(D) + k_2(D, \delta), \quad (5.11)$$

где первое слагаемое представляет собой удельную стоимость строительно-монтажных работ по прокладке трубопровода, сооружения комплекса обеспечения его функционирования, а также линейного оборудования, а второе слагаемое — удельную стоимость самой трубы. Последняя также представляется в виде двух слагаемых:

$$k_2(D, \delta) = k_{21}(D) + k_{22}(D) \cdot D \cdot \delta, \quad (5.12)$$

первое из них дает стоимость трубы с номинальной толщиной стенки, а второе — дополнительное удорожание, связанное с увеличением толщины стенки.

Рассчитанные по сметам предыдущего строительства нефтепродуктопроводов эти укрупненные экономические коэффициенты представлены в табл. 5.1.

Для двухтрубных нефтепродуктопроводов функцию $k = k(D_1, D_2, \delta_1, \delta_2)$ можно представить в следующем виде:

$$k = k(D_1, D_2, \delta_1, \delta_2) = 0,775 k_1(D_1) + k_{21}(D_1) + k_{22}(D_1) \cdot D_1 \delta_1 + 0,775 k_1(D_2) + k_{21}(D_2) + k_{22}(D_2) \cdot D_2 \delta_2, \quad (5.13)$$

где коэффициенты k_1, k_{21} и k_{22} определяются в соответствии с данными табл. 5.1.

Таблица 5.1

Диаметр D трубопровода, м	k_1 тыс. \$/км	k_{21} тыс. \$/км	k_{22} тыс. \$/км.м ²
0,530	116,0	13,0	10400
0,426	122,0	5,0	8600
0,377	101,8	4,0	8400
0,325	98,6	3,6	8400
0,273	74,0	3,4	8400
0,219	71,4	3,0	8400
0,159	69,0	2,4	8400

5.2.2. Капитальные вложения в перекачивающие станции

Для расчета капитальных вложений в сооружение перекачивающих станций используют усредненные данные, полученные при составлении смет предыдущего строительства нефтепродуктопроводов с различными диаметрами и различными грузопотоками. Поэтому аналитическое выражение для капитальных вложений $K_{п.с.}$ в сооружение одной перекачивающей станции представляется в виде функции двух аргументов: диаметра и грузопотока трубопровода:

$$K = 0,5 \cdot \frac{C_1 - C_0}{G_1 - G_0} (|G - G_0| - |G - G_1|) + 0,5 \cdot (C_1 + C_0). \quad (5.14)$$

Здесь C_0, C_1 и G_0, G_1 — аппроксимационные коэффициенты, значения которых представлены в табл. 5.2.

Таблица 5.2

Диаметр D трубопровода, м	G_0 , млн. т/год	G_1 , млн. т/год	C_0 , млн. \$	C_1 , млн. \$
0,159	0,2	0,6	0,80	2,20
0,219	0,6	1,0	1,88	3,13
0,273	1,0	1,7	2,83	4,82
0,325	1,7	2,5	4,60	6,75
0,377	2,5	3,5	4,83	6,76
0,426	3,5	5,0	5,29	7,55
0,530	5,0	8,5	6,34	10,78

Для расчета капитальных вложений в сооружение перекачивающих станций на двухниточных нефтепродуктопроводах приняты допущения:

каждая перекачивающая станция обслуживает сразу обе нитки трубопровода, и отличие ее от станции однониточного трубопровода состоит только в том, что она включает в себя комплекс оборудования для перекачки по второй нитке нефтепродуктопровода;

к стоимости станции, которая определяется по диаметру и грузопотоку той нитки, где эти параметры больше, добавляется стоимость комплекса оборудования трубопроводной нитки с меньшими параметрами.

Если обозначить

$$D_3 = \max\{D_1, D_2\}, \quad D_4 = \min\{D_1, D_2\},$$

$$G_3 = \max\{G_1, G_2\}, \quad G_4 = \min\{G_1, G_2\},$$

то капитальные вложения $K_{н.с.}$ в перекачивающую станцию двухниточного трубопровода составят

$$K_{н.с.}(D_1, D_2, G_1, G_2) = K_{н.с.}(D_3, G_3) + \gamma \cdot K_{н.с.}(D_4, G_4), \quad (5.15)$$

где γ — доля оборудования в общей стоимости перекачивающей станции. Анализ укрупненных показателей сооружения многих перекачивающих станций показал, что коэффициент γ можно принять равным 0,2, т.е. долю оборудования можно оценить в 20% от стоимости самой станции.

5.2.3. Капитальные вложения в сооружение резервуарных парков

Удельные капитальные вложения в новое строительство резервуарных парков включают в себя стоимость сооружения собственно резервуаров, всего комплекса технологических систем и устройств, обеспечивающих его нормальное функционирование, а также отчуждаемой территории, системы очистки сточных вод и т.п.

При всем многообразии существующих типов и конструкций резервуаров и условий их сооружения можно указать их некоторые укрупненные показатели, полученные статистической обработкой данных по уже выполненным проектам. Капитальные вложения $K_{р.п.}$ в сооружение резервуарных парков для нефтепродуктов представляются в этой обработке в виде функции от V суммарной вместимости парков согласно равенству [8]:

$$K_{р.п.} = 0,001 \cdot k_{р.п.} \cdot V \text{ (млн. $)}, \quad (5.16)$$

в котором $k_{р.п.}(V)$ — удельные капитальные вложения в резервуарный парк вместимостью V (V измеряется в тыс. куб. м). Для вычисления значений $k_{р.п.}(V)$ удельных капиталовложений можно использовать аппроксимационную формулу

$$K_{p,n}(V) = 231 - 0,6522 \cdot |V - 32| - 0,1078 \cdot |V - 55| + 0,1038 \cdot |V - 80| + \\ + 0,3240 \cdot |V - 112| + 0,3334 \cdot |V - 160|, \text{ млн. \$}/\text{м}^3. \quad (5.17)$$

5.2.4. О стоимости нефтепродуктов в трубопроводной системе

Для того чтобы трубопроводная система могла нормально функционировать, она должна быть *постоянно заполнена* нефтепродуктами. Нефтепродукты находятся в трубопроводе (или трубопроводах) и резервуарных парках, и без них процесс перекачки невозможен. В этом состоит характерная особенность трубопроводов вообще. Нефтепродукты, находящиеся в системе разветвленного нефтепродуктопровода, естественно, обновляются, но на протяжении всего периода работы системы их количество более или менее неизменно. Это означает, что на их приобретение должны быть затрачены деньги, поэтому стоимость некоторого количества нефтепродуктов должна быть включена в капитальные вложения.

Одна часть нефтепродуктов постоянно находится в резервуарных парках. Технология последовательной перекачки предусматривает закачку одних нефтепродуктов в трубопровод, пока другие накапливаются в резервуарах, поэтому некоторое количество нефтепродуктов всегда пребывает в резервуарных парках, обеспечивая непрерывную циклическую работу всей системы, причем это количество нельзя уменьшить без нарушения технологического режима.

Другая часть нефтепродуктов постоянно находится в трубопроводе (трубопроводах) системы, и количество этих нефтепродуктов также неизменно.

Оказывается, что при больших вместимостях резервуарных парков и большом объеме полости трубопровода стоимость нефтепродуктов, неизменно находящихся в системе, составляет существенную часть капитальных вложений, достигая иногда 15% от их величины, и поэтому ею нельзя пренебрегать.

В оптимизационных расчетах принимается, что нефтепродукты постоянно заполняют внутреннюю полость трубопровода (трубопроводов), а также 50% резервуарной емкости, необходимой для нормального ведения технологического процесса перекачки. Последнее допущение становится очевидным, если учесть, что резервуары, предназначенные для каждого сорта нефтепродукта, попеременно в течение цикла то заполняются, то опорожняются и в среднем количество находящихся в них нефтепродуктов будет составлять примерно половину их активного объема.

Если речь идет о последовательной перекачке бензинов и дизельных топлив, то капитальные вложения $K_{n,l}$ (млн. \$) в нефтепродукты, функционирующие в системе и обеспечивающие технологический процесс перекачки, можно учесть формулой

$$K_{n,l} = \theta_e \cdot (\alpha \cdot V_{np} + 1/2 \cdot V_{p,n,l}) \cdot 10^{-3} + \\ + \theta_d \cdot [(1 - \alpha) \cdot V_{np} + 1/2 \cdot V_{p,n,l}] \cdot 10^{-3}, \quad (5.18)$$

в которой V_{np} — объем внутренней полости трубопровода или трубопроводов (тыс. м³); $V_{p,n,l}$, $V_{p,n,d}$ — суммарные расчетные вместимости резервуарных парков для бензина и

дизельного топлива (тыс.м³); θ_6, θ_d — оптовые стоимости бензина и дизельного топлива (\$/м³). В частности, можно положить: $\theta_6 = 350$ \$/м³, $\theta_d = 113,2$ \$/м³.

5.2.5. Эксплуатационные расходы

Расходы, связанные с эксплуатацией нефтепродуктопроводной системы, зависят от длины и диаметра трубопроводов, числа параллельных ниток, грузопотока, числа насосных станций, емкости резервуарных парков и т.п. Поскольку оптимизация параметров трубопроводной системы осуществляется по укрупненным показателям, эксплуатационные расходы \mathcal{E}_0 включают несколько следующих:

$$\mathcal{E}_0 = \mathcal{E}_n + \mathcal{E}_n + \mathcal{E}_k + \mathcal{E}_p, \quad (5.19)$$

где \mathcal{E}_n — расходы по эксплуатации линейной части нефтепродуктопроводной системы; \mathcal{E}_n — расходы по эксплуатации перекачивающей станции; \mathcal{E}_k — расходы по эксплуатации конечного наливного пункта; \mathcal{E}_p — расходы по эксплуатации резервуарных парков в системе нефтепродуктопровода.

Эксплуатационные расходы \mathcal{E}_n включают в себя амортизационные отчисления $\mathcal{E}_{n.a}$ (3,6% капиталовложений в линейную часть), затраты на текущий ремонт $\mathcal{E}_{n.tr}$ (0,5% капиталовложений), затраты на электроэнергию $\mathcal{E}_{n.e}$ и прочие затраты \mathcal{E}_n , т.е.

$$\mathcal{E}_n = 0,036 \cdot K_n + 0,005 \cdot K_n + \mathcal{E}_{n.e} + \mathcal{E}_n = 0,041 \cdot K_n + \mathcal{E}_{n.e} + \mathcal{E}_n. \quad (5.20)$$

Затраты $\mathcal{E}_{n.e}$ на электроэнергию определяются с учетом существующего двухставочного тарифа (стоимости собственно расходуемой на перекачку электроэнергии и платы за установленную мощность) по формуле

$$\mathcal{E}_{n.e} = Q_3 \cdot \left(0,02 + \frac{93,6}{T} \right) \cdot n, \text{ млн. \$}, \quad (5.21)$$

где Q_3 — расход электроэнергии на перекачку (млн. кВт·ч); $T=1$ год — период работы системы. Для расчета Q_3 используется формула

$$Q_3 = 32 \cdot \rho_0 \cdot g \cdot \left(\frac{\alpha}{\rho_6} + \frac{1-\alpha}{\rho_d} \right) \cdot \Delta H_{ст} \cdot G, \text{ млн. кВт·ч.} \quad (5.22)$$

Прочие затраты \mathcal{E}_n рассчитываются по формуле

$$\mathcal{E}_n = 0,1 \cdot (\mathcal{E}_{n.a} + \mathcal{E}_{n.tr} + \mathcal{E}_{n.e}). \quad (5.23)$$

в которой $\mathcal{E}_{n.e}$ — отчисления на зарплату обслуживающего персонала. Последние рассчитывают согласно формуле

$$\mathcal{E}_{n.e} = 1,1 \cdot \mathcal{E} \cdot 3, \text{ млн. \$}, \quad (5.24)$$

где \mathcal{E} — численность персонала; 3 — средняя заработная плата служащего, определяемая в количестве 3120 \$ в год. Для головной перекачивающей станции и конечного наливного пункта персонал составлял 80 чел., а для промежуточных станций — 45 чел. Таким образом, отчисления на зарплату для ГПС и КНП составляют по 0,32 млн. \$, для каждой промежуточной станции — 0,18 млн. \$.

Выражение для эксплуатационных расходов \mathcal{E}_n , связанных с линейной частью нефтепродуктопроводной системы, в итоге имеет вид

$$\mathcal{E}_n = 0,045 \cdot K_n + 1,1 \cdot \mathcal{E}_s, \quad (5.25)$$

Годовые эксплуатационные расходы \mathcal{E}_n , связанные с перекачивающими станциями, \mathcal{E}_k — конечным наливным пунктом и \mathcal{E}_p — резервуарными парками рассчитываются по формулам:

$$\mathcal{E}_n = 0,0715 \cdot K_{mc} + 0,32 + 0,0715 \cdot K_{mc} + 0,18 \cdot (n-1), \text{ млн. \$}, \quad (5.26)$$

$$\mathcal{E}_k = 0,0715 \cdot K_k + 0,18 \text{ млн. \$}; \quad \mathcal{E}_p = 0,0715 \cdot K_p, \text{ млн. \$}.$$

Входящий в эти формулы коэффициент 0,0715 учитывает амортизационные отчисления на каждом из рассматриваемых объектов (составляющих примерно 6% соответствующих капиталовложений).

Итоговая формула для расчета эксплуатационных расходов принимает вид

$$\mathcal{E}_0 = 0,045 \cdot K_n + 1,1 \cdot \mathcal{E}_s + 0,0715 \cdot (K_{mc} + K_{mc} + K_k + K_p) + 0,18 \cdot (n-1) + 0,64. \quad (5.27)$$

5.3. Оптимизация параметров нефтепродуктопроводных систем

В предыдущих параграфах были представлены все необходимые формулы для расчета технологических и экономических параметров систем трубопроводного транспорта нефтепродуктов. Однако при расчете этих параметров остается неопределенность — какими же должны быть диаметр нефтепродуктопровода (или диаметры трубопроводов в случае двухниточного варианта), число перекачивающих станций, максимальное давление на каждой из них, емкости резервуарных парков,

цикличность перекачки и т.п. Правда, из приведенных выше формул видно, что неопределенными, в сущности, являются только два параметра, например число перекачивающих станций и максимальное давление на каждой из них. Если бы они были известны, остальные параметры трубопроводной системы можно было бы рассчитать через них.

В существующей неопределенности скрыт основной смысл метода оптимизации: из множества возможных решений нужно выбрать наилучшее. Именно такое «наилучшее» решение выявит сначала неопределенные, а потом через них и остальные параметры трубопроводной системы. Покажем, как это делается.

5.3.1. Формулировка оптимизационной задачи

Предположим, что анализ экономической и инвестиционной ситуации, а также сложившейся на рынке транспортных услуг конъюнктуры привел к решению о целесообразности строительства трубопроводной системы для транспортировки нефтепродуктов с грузопотоком G на расстояние L . Тогда встает вопрос, какими параметрами должна обладать такая система.

В числе критериев оптимизации при выборе параметров нефтепродуктопроводных систем могут фигурировать ее экономическая эффективность (капитальные вложения, эксплуатационные расходы, себестоимость), надежность, экологические характеристики и другие параметры. Если предположить, что все мыслимые (возможные) варианты нефтепродуктопроводной системы решают свою главную задачу — перекачать заданное количество нефтепродуктов на заданное расстояние — и при этом равно-

значны по надежности, технологической и экологической чистоте, а отличаются только стоимостью, то в качестве основного критерия оптимизации можно выбрать приведенные затраты Π :

$$\Pi = K \cdot E_n + \Xi_0, \quad (5.28)$$

где K – суммарные капиталовложения; E_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений $E_n = 0,12 \div 0,15$; Ξ_0 – эксплуатационные расходы.

Входящие в формулу (5.28) капитальные вложения K и эксплуатационные расходы Ξ_0 для нефтепродуктопроводных систем определяются согласно правилам и формулам, приведенным в п. 5.2. Конечно, при этом следует учитывать, что значения многих числовых коэффициентов, отражающих цены и стоимости, могут изменяться в соответствии с меняющейся экономической ситуацией. Однако во всех случаях значения капитальных вложений и эксплуатационных расходов зависят от грузопотока и состава нефтепродуктов, от дальности перекачки и числа ниток трубопроводной системы, от диаметра (диаметров) отдельных трубопроводов и вместимости резервуарных парков, от степени путевого разбора и множества прочих параметров.

Задача об оптимальном выборе параметров нефтепродуктопроводной системы формулируется следующим образом. Требуется перекачать из пункта A в пункт B нефтепродукты (бензины и дизельные топлива) в суммарном количестве G млн. т/год на расстояние L км, причем доля бензинов в общем количестве нефтепродуктов составляет $\alpha \cdot G$ млн. т, а дизельных топлив – $(1 - \alpha) \cdot G$ млн. т. Задана также номенклатура бензиновых партий: бензина Аи-92 – 20%, бензина А-76 – 80% от общего количества

перекачиваемого бензина. Аналогично задана номенклатура партий дизельного топлива. Считаются известными также степени путевого разбора бензинов и дизельных топлив, соответственно. Например, бензина из $\alpha \cdot G$ к концу трубопровода приходит лишь $\xi_1 \cdot \alpha G$ млн. т, а дизельного топлива из $(1 - \alpha) \cdot G$ – лишь $\xi_2 \cdot (1 - \alpha) \cdot G$ млн. т. Здесь $(1 - \xi_1)$ и $(1 - \xi_2)$ – степени путевого разбора нефтепродуктов. Считаются также известными ограничения на максимальные значения давлений на перекачивающих станциях.

Требуется определить, какими должны быть параметры нефтепродуктопроводной системы (число параллельных ниток трубопроводов, их диаметры, число перекачивающих станций, рабочие давления на них, скорость перекачки, цикличность, необходимые вместимости резервуарных парков и т.п.), чтобы приведенные затраты Π были минимальными, т.е. чтобы выполнялось условие

$$\Pi = K \cdot E_n + \Xi_0 \rightarrow \min. \quad (5.29)$$

5.3.2. Алгоритм оптимизационных расчетов

Наиболее простым методом решения сформулированной оптимизационной задачи является метод прямого перебора возможных вариантов, естественно, с некоторым дискретным шагом варьирования независимых переменных и с использованием ЭВМ. Так, например, нежеприведенные результаты основаны на выборе оптимального варианта для каждого значения G грузопотока и дальности L перекачки из более чем 200 возможных вариантов (М. В. Генкина, 1992, [8]).

Рассмотрим алгоритм оптимизационных расчетов сначала для однострунных нефтепродуктопроводов. В качестве первоначально независимых, но варьируемых параметров возьмем число n перекачивающих станций и рабочее давление $p_{\text{ст}}$ на них. Тогда по формулам (5.3) можно рассчитать внутренний d диаметр нефтепродуктопровода, толщину его стенки, скорость U (а значит, и расход Q) перекачки и время T работы нефтепродуктопровода в году. При этом учитывается, как уже было сказано, что диаметр D ($D = d + 2\delta$) нефтепродуктопровода может принимать лишь дискретный набор значений, от 159 до 530 мм. Далее по формуле (3.35) рассчитываем объем V образующейся смеси, по формуле (5.8) — годовое число N циклов перекачки и по правилам п. 3.21 — вместимости резервуарных парков на головной перекачивающей станции, в конце нефтепродуктопровода и у промежуточных потребителей.

После того как все технологические параметры возможного варианта трубопроводной системы определены, рассчитываем экономические показатели отдельных узлов трубопровода и всей системы в целом, используя для этого формулы (5.10) — (5.27). В результате определяем суммарные капитальные вложения K и эксплуатационные расходы Σ . По формуле (5.28) вычисляем приведенные затраты Π , которые оказываются, таким образом, функциями двух независимых переменных: числа n перекачивающих станций и рабочего давления $p_{\text{ст}}$ на них, т.е.

$$\Pi = \Pi(n, p_{\text{ст}}).$$

Для осуществления оптимизации число n перекачивающих станций меняем от 1 до 5, а рабочее давление $p_{\text{ст}}$ — от p_{min} до p_{max} . Если, например, рабочее давление варьи-

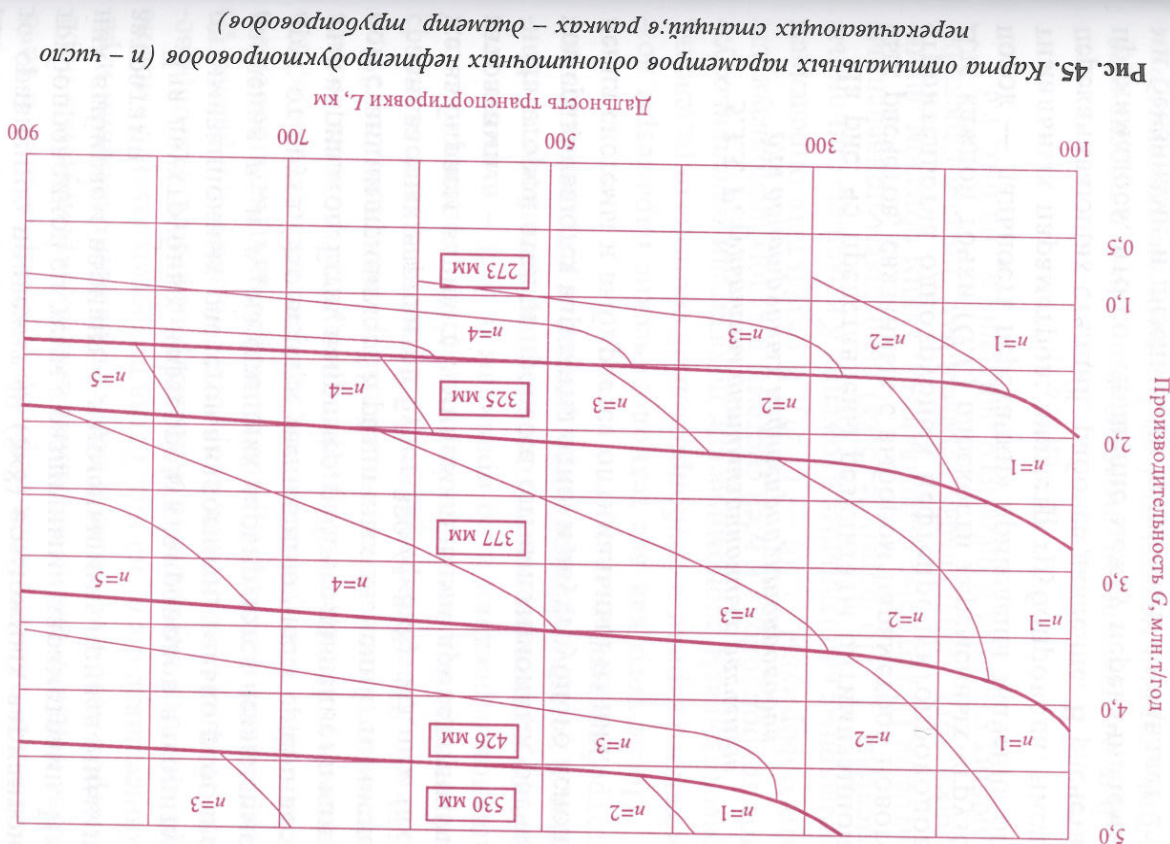
руется от 3,0 до 6,5 МПа с шагом 0,5 МПа (8 значений), то сравнению подлежат 40 (5×8) возможных вариантов трубопроводной системы с различными параметрами. Из них выбираем вариант с наименьшими приведенными затратами.

Для двухтрубных нефтепродуктопроводов алгоритм оптимизационных расчетов аналогичен, только рабочие давления $p_{1,\text{ст}}$ и $p_{2,\text{ст}}$ на станциях варьируются независимо друг от друга. Это ведет к увеличению числа сравниваемых вариантов. Если, например, рабочее давление на каждой станции принимает 8 различных значений, то число сравниваемых вариантов будет 320 ($5 \times 8 \times 8$). Из них также выбираем вариант с минимальными приведенными затратами.

На второй стадии процесса оптимизационных расчетов сравниваются варианты одно- и двухтрубного исполнения системы и выбирается оптимальный из них.

5.3.3. Результаты оптимизационных расчетов для однострунных нефтепродуктопроводов

На рис. 45 представлены результаты оптимизационных расчетов, связанных с выбором параметров нового строения однострунных нефтепродуктопроводов. Для каждой точки (G, L) плоскости переменных «грузопоток — дальность перекачки» приведены значения оптимальных параметров: диаметр трубопровода, число перекачивающих станций, рабочее давление. В расчетах принималось, что соотношение между перекачиваемыми бензинами и дизельными топливами составляет 2:3, т.е. $\alpha = 0,4$; бензина Аи-92 в бензиновых партиях имеется



20% от общего количества, т.е. $\beta = 0,2$; показатели степени пути разбора нефтепродуктов равны друг другу и составляют примерно 10%, т.е. $\xi_1 = \xi_2 = 0,9$. На этом рисунке сплошные жирные линии, идущие слева направо, служат границами полос, в которых оптимальным является тот или иной диаметр нефтепродуктопровода, а более тонкие сплошные линии в пределах каждой из полос выделяют области, в которых постоянно число перекачивающих станций.

В таблице 5.3 приведены укрупненные результаты расчетов в отношении диаметров нефтепроводов, оптимальных для того или иного грузопотока.

Таблица 5.3

Грузопоток G , млн. т/год	Оптимальный диаметр D , мм
$G \leq 1,5$	273
$1,5 < G \leq 2,0$	325
$2,0 < G \leq 3,5$	377
$3,5 < G \leq 4,5$	426
$4,5 \leq G$	530

Однако границы соответствующих полос показывают, что оптимальный диаметр зависит не только от грузопотока, но и от дальности транспортирования нефтепродуктов. Например, при $G \approx 5$ млн. т/год и дальности L транспортирования менее 300 км оптимальным является диаметр 426, а не 530 мм; при грузопотоке $G \approx 2,5$ млн. т/год и дальности L транспортирования менее 100 км оптимальным является диаметр 325, а не 377 мм и т.д.

В пределах каждой полосы (где диаметр нефтепродуктопровода постоянен) число перекачивающих станций постоянно увеличивается при увеличении протяженности

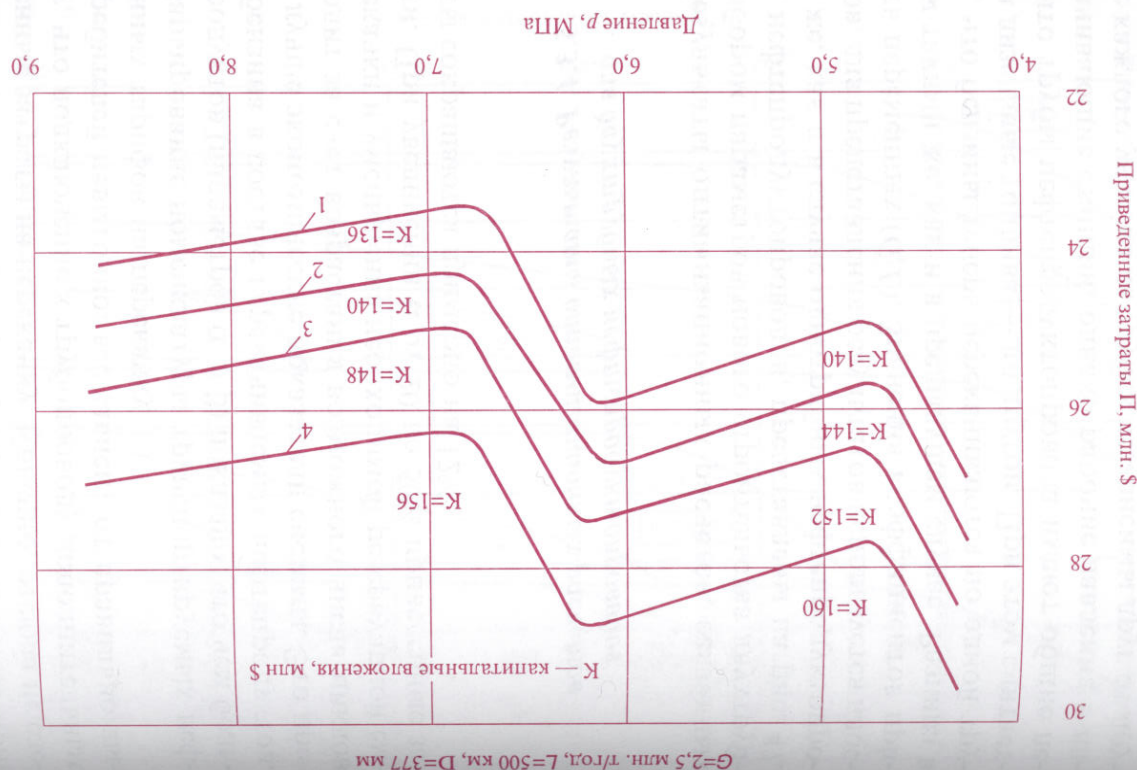
трубопровода. Например, при грузопотоке $G=3$ млн. т/год оптимальным для любой протяженности L является диаметр 377 мм, однако число n перекачивающих станций увеличивается:

$L \leq 200$ км,	$n = 1$;
$200 < L \leq 400$ км,	$n = 2$;
$400 < L \leq 550$ км,	$n = 3$;
$550 < L \leq 750$ км,	$n = 4$ и т.д.

На рис. 46 представлены зависимости приведенных затрат Π от рабочего давления $p_{ст}$ на станциях для одноконтинентального $L=500$ км нефтепродуктопровода с диаметром $D=377$ мм, осуществляющего перекачку $G=2,5$ млн. т нефтепродуктов в год. Кривые на графике соответствуют различным степеням путевого разбора нефтепродуктов (ξ) от 10 до 40%.

Полученные результаты показывают, что при увеличении рабочего давления на перекачивающих станциях приведенные затраты изменяются немонокотонно, образуя минимумы при давлениях 4,5 и 6,5 МПа (и, возможно, при 9,0 МПа). При увеличении рабочего давления в интервалах между точками минимума приведенных затрат число перекачивающих станций не уменьшается (уменьшается лишь годовое время работы нефтепродуктопровода), что приводит, естественно, к увеличению приведенных затрат). И только при достижении конца интервала происходит скачкообразное уменьшение числа перекачивающих станций и снижение приведенных затрат. Поэтому однозначного вывода о необходимости увеличения рабочего давления на станциях в общем случае сделать нельзя; каждая ситуация нуждается в отдельном анализе.

Рис. 46. Зависимость приведенных затрат от рабочего давления и степени путевого разбора нефтепродуктов: кривые 1-4 построены для $\xi = 10, 20, 30$ и 40%, соответственно

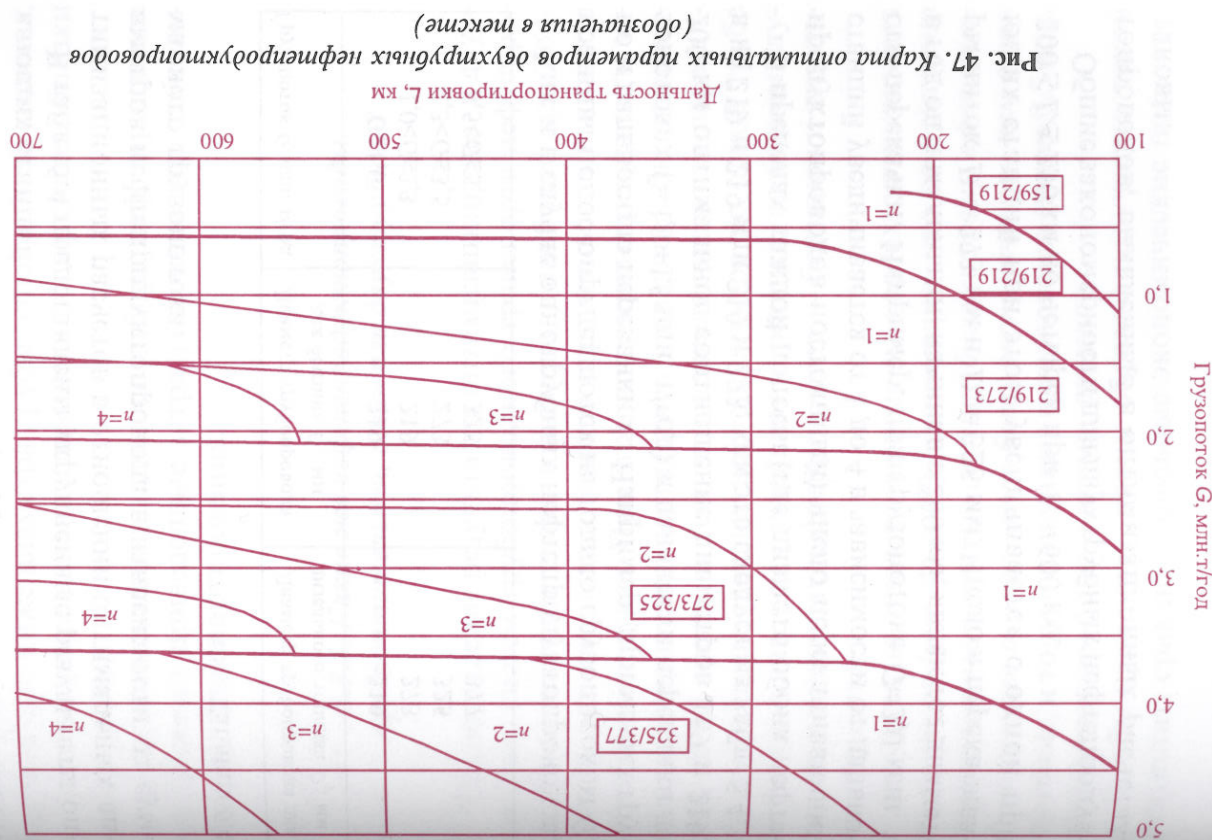


Из представленных графиков видно также, что чем больше путевой отбор нефтепродуктов, тем выше приведенные затраты на перекачку. Конечно, отсюда не следует, что подключение к трубопроводу дополнительных потребителей невыгодно; все зависит от правильно выбранных тарифов на перекачку.

Варьирование номенклатуры транспортируемых нефтепродуктов (параметров α и β) показало, что чем больше бензина в составе перекачиваемых нефтепродуктов, тем лучше экономические показатели системы. Это происходит за счет возрастания возможного числа циклов перекачки и уменьшения необходимой резервуарной емкости. При увеличении α от 20 до 50% приведенные затраты сокращаются примерно на 12%.

5.3.4. Результаты оптимизационных расчетов для двухтрубных нефтепродуктопроводов

Результаты оптимизационных расчетов, связанных с выбором параметров нового строительства двухтрубных нефтепродуктопроводов, представлены на рис. 47. Так же, как и в случае однострунных нефтепродуктопроводов, для представления результатов используется плоскость переменных (G, L) . Значения коэффициентов приняты такими же, как и в предыдущем случае. Разница в том, что бензины теперь перекачиваются по одной трубе, а дизельные топлива — по другой. При этом считается, что трубы нефтепродуктопровода имеют общие перекачивающие станции, однако рабочие давления в начале каждого участка на трубах независимы друг от друга. На карте оптимальных параметров приведены зна-



чения этих параметров: диаметры трубопроводов; рабочие давления на отдельных трубах; число перекачивающих станций.

В табл. 5.4 представлены укрупненные результаты оптимизационных расчетов в отношении оптимальных диаметров нефтепродуктопровода в зависимости от суммарного грузопотока.

Таблица 5.4

Грузопоток G , млн. т/год	Диаметр трубопровода для бензина D_1 , мм	Диаметр трубопровода для дизельного топлива D_2 , мм
$G \leq 1,0$	219	219
$1,0 < G \leq 2,3$	219	273
$2,3 < G \leq 3,5$	273	325
$3,5 < G \leq 5,0$	325	377

Как и в случае однострунных нефтепродуктопроводов, границы полос определяются не только грузопотоком G , но и дальностью перекачки L . Например, при малых грузопотоках ($\approx 1,0 \div 1,5$ млн. т/год) и дальности перекачки до 200 км оптимальное соотношение диаметров 159 и 219, а не 219 и 219 или 219 и 273, как это следует из табл. 5.4.

В пределах каждой полосы (где диаметр обоих нефтепродуктопроводов постоянный) число перекачивающих станций увеличивается от 1 до 4 в зависимости от дальности перекачки. Например, при грузопотоке $G=3,0$ млн. т в год оптимальными, начиная с 200 км, являются диаметры ниток $D_1 = 273$ мм и $D_2 = 325$ мм. Число n перекачивающих станций при этом увеличивается с одной при $200 \leq L \leq 250$ км до четырех при $L \approx 600$ км.

Общие закономерности для двухтрубных нефтепродуктопроводов, выявленные в оптимизационных расчетах, таковы:

при заданных грузопотоке и дальности транспортирования диаметры трубопроводов двухтрубной системы значительно ниже диаметра трубы однострунной системы; оптимальные рабочие давления обеих систем близки друг к другу;

увеличение степени путевого отбора нефтепродуктов увеличивает приведенные затраты и повышает себестоимость транспортирования.

5.3.5. Какие же нефтепродуктопроводы предпочтительней, одно- или двухтрубные?

Сопоставление результатов оптимизации одно- и двухтрубных систем трубопроводного транспорта нефтепродуктов позволяет сделать выводы о наиболее предпочтительных вариантах нового строительства в каждом конкретном случае. При этом полученные результаты ставят критически отнестись к казалось бы избыточной точке зрения о том, что последовательная перекачка всей гаммы светлых нефтепродуктов по одной трубе более выгодна, чем раздельная перекачка, во всяком случае двух основных нефтепродуктов — бензинов и дизельных топлив.

Результаты, представленные на картах оптимальных параметров (рис. 45 и 47), показывают, что по критерию «приведенные затраты» *двухтрубные системы в большинстве случаев оказываются более экономичными, чем однострунные*, и только при малых грузопотоках (менее 0,5 млн. т/год) однострунные системы дешевле.

Чтобы прояснить, каким образом получается такой результат, сравним отдельные экономические показатели

ли одно- и двухтрубных систем для перекачки бензинов и дизельных топлив с суммарным грузопотоком $G=5,0$ млн. т/год и дальностью транспортирования $L=300$ км.

Если эта система сооружается однострунной, то диаметр D трубопровода должен быть 530 мм, а если — двухтрубной, то диаметры отдельных ниток нефтепродуктопровода равны $D_1=325$ мм (для бензинов) и $D_2=377$ мм (для дизельных топлив). В первом случае капитальные вложения составят 127,8 млн. \$, во втором — 105,8 млн. \$, т.е. на 22 млн. \$ меньше. За счет чего капитальные вложения в строительство двухтрубной системы оказались меньшими, чем капитальные вложения в строительство однострунной системы?

Сооружение линейной части однострунной системы обошлось бы в 50,4 млн. \$, а двухтрубной — почти в 57,0 млн. \$, т.е. линейная часть двухтрубной системы дороже линейной части однострунной, но не вдвое, а всего на 13%, т.к. диаметры труб двухтрубной системы меньше диаметра трубы однострунной системы. Перекачивающие станции однострунной системы также требуют меньших капитальных вложений: 16,4 млн. \$ против 23,8 млн. \$, т.е. на 45% меньше. Поэтому по капитальным вложениям в линейную часть и перекачивающие станции двухтрубная система уступает однострунной.

Однако сооружение резервуарных парков в двухтрубной системе требует значительно меньших капитальных вложений: 7,2 млн. \$ в двухтрубную против 25,0 млн. \$ в однострунную системы. Это происходит за счет того, что цикличность перекачки бензинов и дизельных топлив по различным трубам значительно выше, чем при последовательной перекачке этих топлив по одной и той

же трубе. Увеличение цикличности перекачки требует меньшей вместимости резервуарных парков и, как следствие, снижает капитальные вложения в их сооружение.

Значительное снижение капитальных вложений в двухтрубные системы по сравнению с однострунными получается также за счет уменьшения количества нефтепродуктов, заполняющих систему. Так, например, вместимость 300-км трубопровода с диаметром 530 мм составляет 62,2 тыс. м³, в то время как суммарная вместимость двухтрубной системы 325/377 мм равна всего 53,2 тыс. м³, но еще больше количество нефтепродуктов в двухтрубной системе уменьшается за счет сокращения вместимости резервуарных парков. Общая экономия капитальных вложений составляет 18,4 млн. \$ (17,8 против 36,2 млн. \$).

Таким образом, основная причина, по которой двухтрубные системы оказываются предпочтительней однострубных, состоит в раздельной перекачке бензинов и дизельных топлив, дающей существенное сокращение резервуарных парков и, как следствие, количества нефтепродуктов, постоянно находящихся в них.

Конечно, окончательный итог экономических расчетов зависит от конкретной раскладки параметров сопоставляемых систем и номенклатуры выпускаемых промышленностью труб. Например, в худшем из возможных вариантов однострунному трубопроводу с диаметром 273 мм противопоставляется двухтрубный трубопровод с диаметрами 219/273 мм. Здесь проигрыш в капитальных вложениях в линейную часть составляет 15,4 млн. \$, а по капитальным вложениям в перекачивающие станции — 11,4 млн. \$. Выигрыш же за счет сокращения резервуарных парков в альтернативной двухтрубной системе составляет всего 5,0 млн. \$, что естественно, не компенсирует затрат на соору-

жение второй трубы. Поэтому одно- и двухтрубные системы, с экономической точки зрения, оказываются в ряде случаев вполне равноценными. Если же учесть ряд дополнительных соотношений, связанных с явным преимуществом двухтрубных систем (меньшие диаметры труб, более дешевое оборудование, большая надежность, резкое снижение смешобразования, исключение смешобразования дизельных и карбюраторных топлив, исключение раскладки смеси и т.п.), то сооружение двухтрубных нефтепродуктопроводов весьма перспективно.

Глава 6

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ РАСЧЕТА ПРОЦЕССОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТЕПРОДУКТОВ

Методы расчета параметров процессов, происходящих при трубопроводном транспорте нефтепродуктов, требуют осуществления весьма громоздких и трудоемких математических вычислений. Появление персональных компьютеров позволило значительно упростить эту задачу. Ниже описываются некоторые из существующих компьютерных программ, разработанных специально для решения технологических задач трубопроводного транспорта нефтепродуктов [29].

6.1. Пакет компьютерных программ «МИКС» для расчета смешобразования в безостановочных режимах перекачки нефтепродуктов

В главе 3 подробно изложены основы теории смешобразования и методы расчета объема смеси, образующейся в зоне контакта последовательно движущихся партий. В частности, формулы (3.35) и (3.36) позволяют вычислить объем смеси в симметричных (0,01-0,99) пределах концентрации, значение V_c которого используется для расчета других параметров последовательной перекачки нефтепродуктов.

Вычисления по формулам (3.35) и (3.36) сами по себе достаточно громоздки, однако ситуация еще больше усложняется, когда речь идет о вычислении объема смеси в трубопроводе, состоящем из труб разного диаметра, или когда вдоль трубопровода имеются сбросы и подкачки нефтепродуктов. В этих случаях нужно использовать метод эквивалентных длин и соответствующие формулы (3.40).

После того как объем смеси рассчитан, необходимо определить минимально допустимые к перекачке объемы партии нефтепродуктов. Для этого нужно вычислить предельно допустимые концентрации примеси одного нефтепродукта в другом, и на основе полученных результатов определить минимально допустимые объемы партии нефтепродуктов. Для этого используются формулы (3.64) и (3.65) третьей главы книги.

Наконец, на основе минимально допустимых объемов партий нефтепродуктов можно рассчитать годовое число циклов перекачки.

Все это требует совершения громоздких вычислений, повторяющихся от случая к случаю при изменении расходов перекачки, запаса качества у транспортируемых нефтепродуктов и сочетания контактирующих пар.

Для облегчения трудоемких операций вычисления длины и объема области смеси в безостановочных режимах перекачки используется специально разработанный пакет компьютерных программ «МИКС».

Главное меню пакета содержит две опции, соответствующие двум описанным выше задачам: расчета объема смеси и определения цикличности перекачки, каждая из которых представляет собой самостоятельную программу со своим меню и архивом.

Пакет компьютерных программ «МИКС» позволяет рассчитывать:

- объем смеси, образующейся в нефтепродуктопроводе постоянного или переменного диаметра при последовательной перекачке на заданное расстояние с постоянным или переменным по длине трубопровода расходом движения жидкости;

- объем смеси в трубопроводе с многочисленными отводами, через которые осуществляется отбор нефтепродуктов или их подкачка;
- оптимальное число циклов перекачки в условиях полной или неполной загрузки трубопровода.

Пакет компьютерных программ «МИКС» работает в диалоговом режиме, т.е. от пользователя требуется заполнить исходной информацией возникающие на экране компьютера таблицы. Исходной информацией являются:

- длина трубопровода;
- раскладка труб по диаметрам;
- шероховатости участков трубопровода;
- данные об отводах;
- расходы в основной магистрали и в отводах;
- плотности и вязкости нефтепродуктов;
- запасы качества у нефтепродуктов;
- объемы перекачки нефтепродуктов;
- объемы сброса или подкачки.

В качестве выходной информации получают:

- объем образующейся в трубопроводе смеси;
- минимально допустимые к перекачке объемы партии контактирующих нефтепродуктов;
- максимально возможное годовое число циклов перекачки.

Пакет компьютерных программ «МИКС» имеет систему подсказок, облегчающих работу в диалоговом ре-

жиге. Кроме того, в пакете имеется *архив расчетов*, в котором можно хранить большое число исходных данных и полученных результатов расчета.

Опция «*печать*» обеспечивает распечатку всех результатов на бумажный носитель.

6.2. Пакет компьютерных программ «ОСТАНОВКИ» для расчета дополнительного смесеобразования при остановках перекачки нефтепродуктов

Остановки последовательной перекачки нефтепродуктов, отличающихся между собой по плотности, являются мощной причиной дополнительного смесеобразования. Оно происходит за счет растекания нефтепродуктов под действием силы тяжести. Более тяжелые нефтепродукты, как например, дизельное топливо, текут вниз по нижней образующей трубы, а более легкие нефтепродукты, как например, бензин, поднимаются навстречу по верхней образующей. Растекание нефтепродуктов происходит прежде всего в области смеси, но языки растекающихся жидкостей могут захватывать и большие части прилегающих к смеси нефтепродуктов.

Явления, происходящие при остановках перекачки, были подробно описаны в п. 3.13 главы 3 настоящей книги. Расчет сводился к вычислению интеграла в формуле (3.46) с разрывным распределением с (η) концентрации. Разрывное распределение концентрации, о котором идет речь, получается из непрерывного, существующего в момент остановки перекачки, за счет перераспределения частиц смеси (стекания тяжелых частиц в низины профиля трубопровода и подъема легких к его вершинам) во

всех сечениях смеси и прилегающих к ней областях концентрирующих нефтепродуктов. Процедура таких вычислений необычайно трудоемка и при выполнении вручную требовала бы неимоверно больших затрат времени. В пакете компьютерных программ «ОСТАНОВКИ» эти расчеты выполняются автоматически.

Исходными данными для работы пакета служат координаты (x_i, z_i) точек профиля трубопровода с небольшим шагом, например 100 м. Крупный шаг (скажем, 1 км) для расчетов непригоден, поскольку даже небольшие колебания профиля трубопровода способны прекратить течение нефтепродуктов за счет образования в низинах гидрозатворов (см. п. 3.13). Для каждого заданного пользователем места остановки середины области смеси программа рассчитывает распределение концентрации в непрерывном режиме перекачки от начала трубопровода до данного места, затем осуществляет перераспределение концентраций в соответствии с профилем трубопровода в месте остановки, потом вычисляет интеграл (3.46), рассчитывая распределение концентрации, которое возникает в трубопроводе к следующему месту остановки или к концу трубопровода при безостановочном режиме перекачки. Наконец, программа определяет, во сколько раз увеличится содержание примеси одного нефтепродукта в другом при разделении смеси на две части так, чтобы объем каждой партии остался неизменным.

Результаты расчетов демонстрируются на экране монитора компьютера. Строятся кривые распределения концентраций: того, которое было бы в трубопроводе при безостановочном режиме перекачки, и того, которое будет в действительности. Там же высвечивается коэффициент увеличения смеси. Компьютерные картины весь-

ма наглядно иллюстрируют возникновение петель на кри-
вых распределения концентрации (см. рис. 18 и 19), несущих в себе отпечаток профиля трубопровода в том месте, где произошла остановка перекачки.

Результаты расчета (графики и таблицы) сохраняются в архиве пакета вместе с исходными данными и могут быть извлечены из него для просмотра и печати. Расчет может быть многократно продолжен путем задания нового сечения остановки середины зоны смеси.

С помощью пакета компьютерных программ «ОСТАНОВКИ» можно оперативно определить последствия остановки смеси нефтепродуктов в том или ином сечении трубопровода и выбрать из них наиболее благоприятное. Весьма часто оказывается, что «благоприятное» место остановки отделено от «неблагоприятного» всего 2—3 километрами.

Для определения «благоприятных» мест остановки смеси нефтепродуктов служит другая компьютерная программа «ПРОФАН».

6.3. Пакет компьютерных программ «ПРОФАН» для выбора благоприятных мест остановки смеси

Название пакета компьютерных программ «ПРОФАН» расшифровывается как «*профильный анализатор*». Пакет предназначен для автоматизированной обработки профиля трубопровода с целью выявления на нем участков, благоприятных для остановки области смеси, и участков, неблагоприятных для этой цели. Принцип обработки был подробно изложен в подпункте 5 п. 3.13 главы 3 настоящей книги. Результатом работы пакета является так называемая пилообразная *индикаторная диаграмма*

(рис. 21), наглядно иллюстрирующая, какие участки трубопровода пригодны для остановки смеси и какие участки для этой цели запрещены.

Расчеты, выполненные для профиля 600-км нефтепровода «Омск-Сокур» показали, что благоприятные для остановки смеси участки трубопровода перемежаются с неблагоприятными через 5—10 км.

6.4. Пакет компьютерных программ «РАССМЕС» для расчета раскладки смеси нефтепродуктов

Последовательная перекачка нефтепродуктов нуждается в постоянном контроле смесеобразования, происходящего в зонах контактирования движущихся партий, а также приема и раскладки образующейся смеси, см. п. 3.17 главы 3 настоящей книги. Все эти задачи, связанные с трудоемкими расчетами, можно оперативно решить с помощью пакета компьютерных программ «РАССМЕС».

Пакет содержит четыре самостоятельные программы: расчет объема образующейся смеси; раскладка смеси бензинов и дизельных топлив, которая в свою очередь содержит несколько опций; раскладка смеси бензинов А-76 и Аи-92; раскладка смеси дизельных топлив с различным содержанием серы.

Трубопровод, для которого производятся расчеты, может состоять из участков разного диаметра, может иметь отводы или не иметь их. Для него должны быть заданы геометрические характеристики, такие как длина, наружный диаметр и толщина стенки, абсолютная шероховатость, технологические параметры и физические характеристики перекачиваемых нефтепродуктов.

Первая программа пакета рассчитывает объем смеси, образующейся при перекачке двух контактирующих между собой нефтепродуктов.

Вторая программа позволяет определить объем части смеси, образовавшейся в зоне контакта «бензин — дизельное топливо», который может быть добавлен к заданному объему исходного нефтепродукта. Эта величина определяется из условий равенства концентрации примеси одного нефтепродукта в другом ее предельному значению, которое рассчитывается по формулам (3.58) и (3.59).

Программа содержит две модификации соответственно тому, берется ли смесь из смесевых резервуаров или поступает непосредственно из трубопровода в процессе перекачки. В последнем случае, кроме количества добавляемой смеси, определяется еще момент времени, когда нужно подать команду на закрытие задвижки.

Третья программа решает вопрос о возможной пересортице бензинов А-76 и Аи-92. Для раскладки смеси бензинов А-76 и Аи-92 используются их октановые числа, см. формулу (3.61). С помощью кривой распределения концентрации одного из бензинов в смеси с другим рассчитывается объем примеси низкооктанового бензина в высокооктановом, определяется предельно допустимая концентрация первого бензина во втором и затем решается вопрос: достаточен ли объем партии бензина Аи-92 для того, чтобы разложить в ней половину объема смеси с бензином А-76, или большая часть этой смеси должна быть добавлена к бензину А-76.

Четвертая программа решает вопрос о пересортице дизельных топлив. Для раскладки смеси дизельных топлив с различным содержанием серы используется тот же

метод, что и для раскладки смеси бензинов А-76 и Аи-92, с той только разницей, что критерием допустимости раскладки служит не октановое число, а содержание серы в партии дизельного топлива с меньшим содержанием серы после добавления к ней части смеси дизельных топлив, см. формулу (3.62).

Каждая программа является самостоятельной, использует свой набор исходных данных и свой архив.

6.5. Пакет компьютерных программ «ЗАПАС»

По существующей технологии весь объем смеси, образующейся при последовательной перекачке нефтепродуктов, раскладывается по партиям контактирующих нефтепродуктов таким образом, чтобы примесь одного из них в другом не снижала определенных показатели топлива ниже уровня, допустимого ГОСТ. Такими показателями для бензинов являются температура конца кипения и октановое число, а для дизельных топлив — температура вспышки, содержание серы, температура застывания и др. Поэтому нефтепродукты, поступающие в резервуары головной перекачивающей станции, должны иметь некоторый запас качества по указанным показателям, см. п. 3.17 и 3.18 главы 3 настоящей книги.

Поскольку общее количество смеси, образующейся при последовательной перекачке за год, зависит от количества смеси в одном контакте нефтепродуктов и от годового числа циклов перекачки, то ясно, что существенно повлиять на эту величину можно только за счет регулирования цикличности. Цикличность же связана с наличием резервуарной емкости в системе нефтепро-

дуктопровода. Чем выше цикличность перекачки, тем меньше необходимо резервуарной емкости на головной перекачивающей станции и на конечном пункте. Но при этом резко возрастает отношение объема обрабатываемой смеси к объему перекачиваемого топлива, что в конце концов затрудняет раскладку смеси. С другой стороны, снижение цикличности перекачки облегчает раскладку смеси, но приводит к увеличению необходимой резервуарной емкости в системе трубопровода.

Таким образом, возникает следующая задача: по данным о параметрах трубопровода найти минимальный запас качества, которым должны обладать нефтепродукты, поступающие на головную перекачивающую станцию, чтобы после раскладки смеси продукты оставались кондиционными.

Для расчета минимального запаса качества нефтепродуктов, необходимого для их перекачки по действующим трубопроводным системам, предназначен пакет компьютерных программ «ЗАПАС». В нем рассматриваются два возможных варианта перекачки:

без промежуточной перевалки нефтепродуктов;
с промежуточной перевалкой нефтепродуктов.

В первом случае сначала определяются минимально возможные цикличности перекачки для каждого нефтепродукта, которые способны обеспечить резервуары головной перекачивающей станции. Из них выбирается максимальное число, которое и будет являться минимально возможной цикличностью для всего трубопровода.

В пакете компьютерных программ «ЗАПАС» предусмотрено также определение необходимого запаса качества нефтепродуктов для трубопровода с пунктами промежуточной перевалки.

Пакет «ЗАПАС» предназначен для расчета нефтепродуктопроводов с большим числом промежуточных пунктов перевалки, снабжена архивом хранения данных и результатов расчета, имеет удобный пользовательский интерфейс.

6.6. Пакет компьютерных программ «ЭНЕРГИЯ» для гидравлических и энергетических расчетов перекачки нефтепродуктов

Пакет компьютерных программ «Энергия» предназначен для расчета гидравлических режимов последовательной перекачки нефтепродуктов, а также затрат электрической энергии, расходуемой на перекачку, пропускной способности и других обобщенных показателей работы нефтепродуктопровода. Рассматриваемые нефтепродуктопроводы предполагаются состоящими из нескольких линейных участков с перекачивающими станциями, работающими в режиме «из насоса в насос», а также отводами, осуществляющими сброс части нефтепродуктов на полупутные нефтебазы.

Особенностью данного пакета является возможность решения поставленной задачи для краткосрочного периода эксплуатации нефтепродуктопровода, в течение которого загрузка в том или ином объеме гарантирована. Это делает пакет пригодным для использования в условиях неполной загрузки всей системы в целом.

Результатом работы пакета являются значения параметров, при которых следует вести перекачку нефтепродуктов в условиях заданной загрузки. В числе таких параметров — расход перекачки, необходимые напоры на станциях, а также продолжительность сбросов нефтепродуктов.

дуктов промежуточным потребителям. Кроме того, эксплуатационные службы могут определить количество электроэнергии, расходуемой при этом на перекачку и полезное потребление энергии в расчете на 1 т-км.

Определение гидравлических режимов, пропускной способности и количества электроэнергии, расходуемой на последовательную перекачку нефтепродуктов по разветвленному нефтепродуктопроводу, работающему в режиме «из насоса в насос», имеет ряд существенных особенностей, отличающих его от соответствующей задачи для ствольного трубопровода, перекачивающего однородную жидкость и работающего с подключенными резервуарами.

Во-первых, определение гидравлических параметров (расходов и напоров в магистралах и в отводах) существенно усложняется из-за необходимости прибегать к проселированию давления на перекачивающих станциях для согласования работы отдельных участков в условиях неизвестности величин сброса в отводы.

Во-вторых, в разветвленном нефтепродуктопроводе происходит постоянная смена режимов работы из-за периодического включения и отключения отводов. Поэтому гидравлические режимы нужно определять для всех возможных комбинаций включенных и отключенных отводов.

В-третьих, гидравлические режимы меняются также вследствие движения границ раздела нефтепродуктов по трубопроводу, что приводит к изменению количества потребляемой электроэнергии и величины поставляемого потребителям продукта.

В-четвертых, трубопроводы могут работать в условиях неполной загрузки, поэтому необходимо определять пропускную способность не на год, а для заданных интервалов времени.

Для решения последней задачи разработан алгоритм, моделирующий процесс движения партий нефтепродуктов по нефтепродуктопроводу и отбора его промежуточными потребителями. Цикл перекачки делится на несколько временных интервалов (интервалов сдвига), внутри которых можно пренебречь движением границ раздела. Для каждого такого интервала для всех возможных комбинаций включенных и отключенных отводов определяются параметры перекачки, такие как расходы и давления в магистралах и отводах, величины дроселирования, потребляемые мощности. Затем по средним значениям определенных величин рассчитываются времена работы отводов, продолжительность движения продуктов мимо отводов, поставки на конечный пункт, потребленная за интервал сдвига электроэнергия, новое положение границ раздела. Повторяя этот процесс для последующих интервалов до исчерпания всего цикла, можно определить пропускную способность и потребленную электроэнергию за цикл и за весь период перекачки.

Соответственно вышесказанному алгоритм расчета состоит из двух частей:

определения всех возможных гидравлических режимов для трубопровода с заданными конструктивными и режимными параметрами, удовлетворяющих заданному набору ограничений при фиксированном положении границ раздела. Расчет параметров ведется с конца трубопровода методом последовательных приближений, см. п. 4.2 главы 4 настоящей книги;

определения нового положения границ раздела через заданный интервал сдвига партий, см. п. 4.3 главы 4 настоящей книги.

Данный алгоритм реализован в пакете компьютерных программ «ЭНЕРГИЯ». Исходными данными для пакета являются геометрические характеристики трубопровода (длины, диаметры, высотные отметки, шероховатости и т.п.), технологические параметры перекачки (ограничения на давления, расходы и т.п.), характеристики установленного насосного оборудования, физические параметры перекачиваемых нефтепродуктов, планы поставок нефтепродуктов за рассматриваемый период времени.

Результатами расчета являются таблицы с параметрами гидравлических режимов (расходы, давления, гидравлические уклоны для участков магистралей и отводов) и таблицы с обобщенными показателями работы нефтепродуктопровода: абсолютным и удельным потреблением электроэнергии, пропускной способностью и др. Кроме того, рассчитываются времена работы отводов и время движения каждого нефтепродукта мимо отвода. Эти параметры позволяют решить вопрос о выполнении плана поставок промежуточным потребителям. Исходные данные и результаты расчета хранятся в архиве и могут быть в любое время вызваны на экран и распечатаны.

6.7. Пакет компьютерных программ «ПРИСАДКИ» для расчета перекачки нефтепродуктов с антитурбулентными присадками

В п. 4.10 главы 4 настоящей книги изложена технология перекачки нефтепродуктов с использованием так называемых *антитурбулентных присадок*, снижающих гид-

равлическое сопротивление жидкостей при перекачке в турбулентных режимах. Пакет компьютерных программ «ПРИСАДКИ» служит для автоматизации расчетов параметров этой технологии.

Антифрикционные присадки используются для решения двух основных задач:

повысить пропускную способность участка (или участков) трубопровода с помощью существующего оборудования путем введения присадки и снижения тем самым гидравлического сопротивления;

снизить рабочее давление на перекачивающей станции (станциях) за счет уменьшения потерь напора с помощью антифрикционных присадок.

В соответствии с этими задачами и разработан пакет «ПРИСАДКИ».

Алгоритм расчета пропускной способности трубопровода при наличии присадки построен следующим образом. Сначала рассчитываются гидравлические режимы для всех возможных комбинаций включенных и отключенных отводов. Расчет гидравлического режима состоит в определении максимально возможного расхода в трубопроводе при выполнении ряда ограничений: расход на перекачивающей станции не должен быть ниже минимального и выше максимального; давление на нагнетании станции не должно превышать максимального; подпор на всасывании станции не должен быть ниже минимального и т.д. Если такой расход нельзя определить без дросселирования напора на станции, то вводится дросселирование. Расчет гидравлического режима осуществляется методом последовательных приближений и ведется с конца трубопровода, см. п. 4.2.

После определения максимально возможного расхода и соответствующих ему давлений в различных сечениях нефтепродуктопровода по расходу, дифференциальному напору и КПД работающих насосов определяются потребляемые мощности на каждой насосной станции и суммарная по всему трубопроводу.

После расчета гидравлических режимов программа определяет всю потребленную за рассматриваемый период времени электроэнергию, количество поставленных на конечный пункт нефтепродуктов, пропускную способность трубопровода, удельное потребление электроэнергии в расчете на тысячу тонна-километров, использованное количество присадки и другие обобщенные показатели. После этого расчет повторяется при нулевых значениях концентрации присадки.

Задавая величину прибыли от транспортировки одной тонны нефтепродукта и стоимость электроэнергии, можно вычислить максимальную стоимость одного литра присадки, исходя из условия, что прибыль от увеличения пропускной способности трубопровода при употреблении присадки превышает издержки на ее приобретение. Если же цена присадки известна, программа вычисляет прибыль от применения присадки.

Исходными данными для программы являются геометрические характеристики трубопровода (длины, диаметры, высотные отметки, шероховатость и пр.), технологические параметры перекачки (ограничения на давления, расходы и т.п.), характеристики установленного насосного оборудования, физические параметры перекачиваемых нефтепродуктов, экспериментальные зависимости воздействия присадки на потери на трение,

величины концентрации присадки на линейных участках, стоимостные показатели.

Результатами расчета являются таблицы с параметрами гидравлических режимов (расходы, давления, гидравлические уклоны для участков магистралей и отводов) и таблицы с описанными выше обобщенными показателями. Исходные данные и результаты расчета хранятся в архиве и могут быть в любое время вызваны на экран и распечатаны.

6.8. Пакет компьютерных программ «ГИДРАНТ» для расчета переходных режимов в нефтепродуктопроводе

Пакет компьютерных программ «ГИДРАНТ» предназначен для выявления наиболее напряженных участков магистрального нефтепродуктопровода при стационарных режимах перекачки. Волны давления, распространяющиеся по трубопроводу при стационарных процессах, могут вызывать в некоторых сечениях опасные с точки зрения целостности трубы превышения давления над стационарным. Пакет «ГИДРАНТ» позволяет считать давление во всех сечениях участка магистрального нефтепродуктопровода, расположенного между двумя перекачивающими станциями, при стационарных процессах различного происхождения. Причиной нестационарности могут быть:

- отключение перекачивающей станции;
- закрытие задвижки;
- изменение величины сброса в отвод;
- смена продукта на перекачивающей станции.

Результатом работы программы являются эпюры максимальных давлений по длине участка трубопровода, а также превышений давления над стационарным на любой момент времени. Эпюры выдаются в виде таблиц и графиков, позволяющих следить за изменением давления в сечениях трубопровода и выявить наиболее напряженные участки магистралей.

Для всех рассматриваемых случаев нестационарных процессов предполагается, что в начале участка находится перекачивающая станция с постоянным числом оборотов. В конечном сечении для всех случаев, кроме остановки станции, предполагается постоянное давление. В промежуточных сечениях, где находятся отводы, задвижки, границы раздела нефтепродуктов, используются соответствующие граничные условия.

Исходная информация, используемая при расчете, вводится в опции «Исходные данные», общей для всех четырех задач, и содержит геометрические и технологические характеристики трубопровода с установленным на нем насосным оборудованием, физические характеристики перекачиваемых нефтепродуктов и некоторые параметры стационарного режима, например скорость перекачки. Параметры, характеризующие причины нарушения стационарности, например время закрытия задвижки, вводятся в каждой задаче самостоятельно.

Для начала расчета нужно задать шаг выдачи результатов (целое число секунд). После того как нужное число шагов по времени (в частном случае один шаг) будет рассчитано (при этом высвечивается текущее время), на экране возникает схема участка трубопровода с отводами, задвижками и границами раздела и тремя эпюрами

ми давлений: стационарного (зеленый цвет), текущего (красный) и максимального (сиреневый). В начальный момент все три эпюры совпадают. Эпюры максимальных давлений, а также эпюры превышений максимальных давлений над стационарным можно просмотреть как в графическом, так и в табличном виде. Расчет может быть продолжен далее либо с тем же шагом выдачи результатов, либо с измененным и закончен по желанию пользователя. Если в процессе расчета достигается новый стационарный режим, выдается соответствующее сообщение.

6.9. Пакет компьютерных программ «ТРИП» для расчета волновых процессов в трубопроводе с промежуточными перекачивающими станциями

Этот пакет служит для моделирования нестационарных процессов в «длинных» трубопроводах, состоящих не из одного (как в п. 6.8), а из нескольких последовательных участков, разделенных перекачивающими станциями и работающими в режиме «из насоса в насос».

Речь идет о трех наиболее важных причинах, вызывающих возникновение в трубопроводе нестационарного режима:

внезапном или постепенном отключении одной из работающих перекачивающих станций;

внезапном или постепенном закрытии задвижки, установленной в заданном сечении трубопровода;

включении или отключении отвода от трубопровода, проложенного к промежуточному потребителю.

Известно, что любая из этих причин ведет к колебаниям давления и расхода транспортируемой жидкости, которые в виде волн распространяются вверх и вниз по потоку жидкости. В сечениях трубопровода с высоким уровнем статического давления (в частности, на пониженных участках трассы) такие волны способны создать аварийную ситуацию и привести к разрыву трубы. В то же время волны пониженного давления, приходя на линию всасывания станций, способны остановить перекачку нефтепродуктов срабатыванием системы противопожарной защиты.

Расчет таких волновых процессов весьма трудоемок и без использования ЭВМ не может быть выполнен. В пакете компьютерных программ «ТРИП» расчет волновых (переходных) процессов осуществляется путем решения системы уравнений в частных производных

$$\frac{\partial p}{\partial t} + \frac{c^2}{S} \cdot \frac{\partial Q}{\partial x} = 0, \quad (6.1)$$

$$\frac{1}{S} \cdot \frac{\partial Q}{\partial t} + \frac{\partial p}{\partial x} = -\lambda(Q) \frac{1}{d} \cdot \frac{\rho \cdot U^2}{2} - \rho g \frac{dz}{dx},$$

в которой $p(x, t)$ – давление; $Q = \rho \cdot U \cdot S$ – массовый расход перекачки; $U(x, t)$ – скорость движения нефтепродукта; ρ – плотность нефтепродукта; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; c – скорость распространения волн давления, см. формулу (4.54); $z(x)$ – профиль нефтепродуктопровода; x – координата вдоль оси трубопровода; t – время.

В качестве метода решения используется так называемый *метод характеристик*, хорошо зарекомендовавший

себя при решении гиперболических уравнений с частными производными.

В качестве начальных условий берется стационарный режим работы трубопровода с заданным расходом перекачки. Данные о параметрах этого режима вводятся в компьютер и последний путем специального алгоритма уточняет гидравлические характеристики всех участков трубопровода.

Граничными условиями служат условия на перекачивающих станциях, отражающие $(Q - H)$ – характеристики установившихся на них агрегатов. Ввод этих характеристик предусматривается программой по пяти точкам паспортных или фактических кривых связи дифференциального напора с расходом.

В программе используются также условия «сопряжения» в сечениях, в которых установлены задвижки или подключены отводы.

В виде результатов пакет компьютерных программ «ТРИП» дает давления в заданных (проверяемых) сечениях трубопровода в зависимости от времени. Кроме того, выдаются давления в линиях всасывания и нагнетания всех перекачивающих станций. Шаг выдачи результатов может варьироваться в широких пределах, начиная от одной секунды. Последние 300 значений записываются в память ПЭВМ и могут быть выведены на печать. Просмотр результатов расчета осуществляется с произвольным шагом, кратным одной секунде.

Пакет компьютерных программ «ТРИП» выполнен в диалоговом режиме, снабжен достаточным (но не чрезмерным) сервисом, имеет систему запретов и подсказок при неправильном вводе исходных данных. Пакет компьютерных программ «ТРИП» имеет специальный архив для записи и хранения результатов серии расчетов.

6.10. Пакет компьютерных программ «ЦВЕТНОЙ ГРАФИК» для визуального слежения за перемещениями партий нефтепродуктов в трубопроводе

При последовательной перекачке нефтепродуктов в трубопроводе находится не одна, а множество партий различных топлив, движение которых необходимо контролировать. Цель такого контроля состоит в том, чтобы вовремя дать команду на сброс нефтепродуктов в тот или иной отвод, прогнозировать подход данной партии к пункту назначения или временно остановить перекачку, сообщаясь с профилем трубопровода.

Для визуального слежения за перемещением партий нефтепродуктов в трубопроводах служит пакет компьютерных программ «ЦВЕТНОЙ ГРАФИК». Он получил такое название, потому что диспетчер, ведущий перекачку, отмечает положение партий в трубе, закрашивая, как правило, соответствующие участки на схеме различными цветами. Аналогично этому в предлагаемой системе результаты расчетов также представляются в виде схемы, закрашенной различными цветами, но не на бумаге, а на экране компьютера.

При использовании системы «ЦВЕТНОЙ ГРАФИК» диспетчер видит на экране своего компьютера графическую схему всего трубопровода с имеющимися на нем перекачивающими станциями, отводами, наливными пунктами и раздаточными блоками. Рядом с изображением этих объектов высвечиваются их названия. Кроме того, на схеме нефтепродуктопровода имеется координатная сетка, позволяющая диспетчеру даже без числовых данных легко определить положение партий нефтепродуктов, находящихся в магистральной в данный мо-

мент времени, причем сам момент времени и дата также высвечиваются на экране.

Партии нефтепродуктов отображаются либо в виде прямоугольников с различными цветами и штриховкой, либо в виде областей двух-трех основных цветов сортов нефтепродуктов (красный — бензин, синий — дизтопливо, зеленый — топливо для реактивных двигателей) с соответствующими кодами, принятыми в данной трубопроводной организации. Расшифровки всех обозначений приведены здесь же на экране. Также даются указатели позиций, на которые при желании может выйти диспетчер для получения или ввода той или иной информации по каждому из имеющихся нефтепродуктопроводов.

При пользовании программой диспетчер каждые два часа (или за любой другой интервал времени) вводит имеющиеся данные по количеству закачаных в трубопровод или отобранных из него нефтепродуктов. При этом на экране возникает таблица с названием всех пунктов трубопровода, в которых может происходить закачка или отбор топлив. Диспетчер заносит в ячейки этой таблицы соответствующие числа, а также выбирает наименование нефтепродуктов из предлагаемых в дополнительном «меню». В верхней части экрана имеются число и месяц совершения операции, время начала и конца расчетного интервала.

После ввода текущей информации диспетчер простым нажатием клавиши осуществляет все расчеты по перемещению границ раздела перекачиваемых партий в новое положение с учетом всех сбросов и закачек, а также раскладки труб по их диаметрам.

Результаты расчета отображаются двумя способами: в виде новой картинки на графической схеме положения

партий нефтепродуктов и численно, изменением данных в таблице «Положение партий в трубопроводе». При этом время начала очередного интервала автоматически меняется на время конца предыдущего интервала (а если необходимо, меняется и дата), так что компьютер готов к введению новой информации. Кроме данных по координатам начала и конца для каждой партии, выдается также плотность нефтепродукта, введенная пользователем программы, и рассчитанные по ней объем и масса.

Установка начальных данных используется при первом запуске программы, а также в случае обнаружения каких-либо ошибок во введенной информации, повлекших за собой неверные результаты расчета.

Вспомогательная операция также составляет важный элемент сервиса рассматриваемой системы. Она позволяет пользователю узнать, какой объем трубы отделяет границу раздела той или иной партии нефтепродуктов от входа в заданный отвод, и при задаваемом расходе перекачки вычислить приблизительное время подхода соответствующей партии к данному потребителю. Диспетчер получает результаты моментально после указания сечений, о которых идет речь.

В программе предусмотрен также ряд других справочно-расчетных возможностей. Например, формирование по определенному формату файла с данными по текущему положению партий нефтепродуктов в трубопроводе для последующей передачи информации по каналам связи в любой другой пункт. Файл формируется автоматически после нажатия одной клавиши. Предусмотрена также возможность рассмотрения отводов с большой длиной в качестве самостоятельных трубопроводов.

6.11. Пакет компьютерных программ «БАЛАНС»

Пакет компьютерных программ «БАЛАНС» предназначен для оперативного контроля сохранности топлива в трубопроводе. С этой целью пакет производит расчет объема и массы нефтепродуктов, находящихся на каждом участке трубопровода. Под участком понимается часть трубопровода, ограниченная двумя последовательными расположенными перекачивающими станциями. Каждый такой участок может иметь отводы к промежуточным потребителям или не иметь их. Отводы могут быть как одно-, так и двухниточными, находясь на момент расчета в действующем или отключенном состоянии. Магистральная часть трубопровода может состоять из труб одного или различных диаметров и иметь произвольный профиль.

Расчет массы и объема нефтепродуктов, находящихся на участке трубопровода, осуществляется по известным давлениям в начальном и конечном сечениях магистральной части, а также в конце всех отводов. Кроме того, используются данные о расходе и температурах жидкости. Для определения объема и массы нефтепродуктов во всем трубопроводе результаты, полученные для каждого участка, суммируются. Объемы нефтепродуктов рассчитываются в два момента времени, начальный и конечный, затем подводится баланс по разности закаченного и полученного объемов жидкости, а также по изменению объема жидкости в трубе.

Суть вычислительного алгоритма, используемого в пакете «БАЛАНС», состоит в следующем. Магистральная часть трубопровода и отводы разбиваются на участки достаточно малой протяженности, на которых гео-

метрический уклон имеет постоянное значение. Высотные отметки в узлах разбиения, давления на концах трубопровода и отводов и расход перекачки считаются известными. Расчет количества массы и объема нефтепродуктов ведется с конца, от точки с известным давлением. На каждом таком участке определяется вид течения (напорный или безнапорный — самотечный) и соответственно этому вычисляются масса и объем нефтепродукта.

Поскольку магистральная часть трубопровода может состоять из участков разного диаметра и в ней может находиться несколько партий нефтепродуктов, при определении массы и объема нефтепродукта, находящегося на рассматриваемом участке, сначала определяются его диаметр и вид нефтепродукта.

Разновидностью пакета «БАЛАНС» является пакет компьютерных программ «ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ», предназначенный для ежемесячных инвентаризаций нефтепродуктов на том или ином участке нефтепродуктопровода.

6.12. Пакет компьютерных программ «АВИС» для автоматизированного расчета истечения нефтепродуктов при авариях

Пакет компьютерных программ «АВИС» (Аварийное Истечение нефти или нефтепродукта через отверстие при повреждении трубопровода) предназначен для расчета динамики процесса истечения нефти или нефтепродукта через отверстие при разгерметизации внутренней полости трубопровода, см. п. 4.8 главы 4 настоящей книги.

Пакет компьютерных программ позволяет определять объем жидкости, вытекшей из трубопровода, в зависимости от времени, прошедшего с начала процесса. При этом учитываются рельеф трубопровода, параметры отверстия, а также физические свойства жидкости и режимы течения, возникающие в трубопроводе при истечении продукта.

Различают три периода процесса: первый период — напорное истечение, происходящее от момента аварии до момента отключения перекачивающей станции; второй период — безнапорное истечение после отключения перекачивающей станции до момента перекрытия линейных задвижек, изолирующих поврежденный участок от остальной части трубопровода; третий период — безнапорное истечение с момента перекрытия линейных задвижек, изолирующих поврежденный участок трубопровода, до момента ликвидации аварии (или полного вытекания жидкости).

Первый период напорного истечения характеризует истечение перекачиваемой жидкости через образовавшееся отверстие при работающей насосной станции. Как правило, в этот период давление в месте аварии не меняется во времени и количество вытекшей жидкости определяется разностью давлений вне и внутри трубопровода в месте аварии, площадью отверстия и продолжительностью этого периода.

В течение второго и третьего периодов жидкость вытекает через отверстие под действием собственного веса. При этом в наивысших точках трубопровода последовательно происходят разрывы сплошности потока и образования в этих местах полостей, наполненных насыщенными парами перекачиваемой жидкости, где давление равно упругости паров этой жидкости.

Процесс истечения заканчивается либо тогда, когда авария ликвидируется (восстанавливается герметичность трубопровода), либо тогда, когда жидкость прекращает вытекать из отверстия в трубопроводе. Это происходит при снижении давления в трубопроводе в месте аварии до уровня ниже атмосферного. Задача состоит в том, чтобы найти объем вытекшей жидкости в зависимости от времени истечения с учетом различных периодов этого процесса.

Решение этой задачи вручную требует большого объема вычислительной работы и в ряде случаев практически невозможно. Это позволяет сделать пакет компьютерных программ «АВИС», предназначенный для автоматизированного расчета потерь нефтепродукта при нарушении герметичности внутренней полости трубопровода. Математические уравнения, лежащие в основе процесса моделирования, и алгоритм расчета изложены в п. 4.8 главы 4 настоящей книги.

Процесс истечения жидкости из отверстия в трубопроводе демонстрируется на экране монитора во время работы программы. Там же указывается объем вытекшего нефтепродукта на каждой стадии процесса.

Разновидностью пакета «АВИС» являются пакет компьютерных программ «АВИС-ГРУНТ», в котором учитывается фильтрационное сопротивление грунта, а также пакет компьютерных программ «ХАКЕР» для расчета криминальных отборов нефтепродукта через несанкционированные врезки.

Литература

1. Алиев Р. А., Белоусов В. Б., Немудров А. Г. и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа. М.: Недра, 1988, 368 с.
2. Галеев В. Б., Карпачев М. З., Харламенко В. И. Магистральные нефтепродуктопроводы. М.: Недра, 1976, 358 с.
3. Галеев В. Б., Харламенко В. И., Сощенко Е. М. и др. Эксплуатация магистральных нефтепродуктопроводов. М.: Недра, 1973, 360 с.
4. Голубев Б. Н., Юфин В. А., Новоселов В. Ф., Корнилов Г. Г. Определение допустимых концентраций бензина и дизельного топлива при последовательной перекачке//Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. — 1970. — № 9.
5. Гольянов А. И. Влияние первичной технологической смеси на конечный результат смешения при последовательной перекачке// Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. — 1970. — № 10.
6. Гольянов А. И., Лурье М. В., Юфин В. А. Об образовании первичной технологической смеси на головной перекачивающей станции// Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. — 1971. — № 1.
7. Еременко П. Т., Воробьев Н. А. Развитие трубопроводного транспорта в СССР и за рубежом. М.: Недра, 1989, 166 с.
8. Ишмухаметов И. Т., Лурье М. В., Генкина М. В. и др. Концепция дальнейшего развития трубопроводного транспорта нефтепродуктов. М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1991, 63 с. См. также М. В. Генкина, Канд. дисс. ГАНГ им. И. М. Губкина, М., 1992.
9. Ишмухаметов И. Т., Исаев С. Л., Макаров С. П., Лурье М. В. 50 вопросов о последовательной перекачке нефтепродуктов. М.: Нефть и газ, 1996, 64 с.
10. Ишмухаметов И. Т., Исаев С. Л., Макаров С. П., Лурье М. В. Сборник практических расчетов при транспортировке нефтепродуктов по трубопроводам. М.: Нефть и газ, 1997, 111 с.

11. *Кривоносов С. А.* Экспериментальное изучение смесеобразования при остановках последовательной перекачки нефтепродуктов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. — 1976. — № 8.
12. *Лойцянский Л. Г.* Механика жидкости и газа. М.: Наука, 1987, 803 с.
13. *Лурье М. В., Марон В. И., Мацкин Л. А.* и др. Оптимизация последовательной перекачки нефтепродуктов. М.: Недра, 1979, 256 с.
14. *Лурье М. В., Марон В. И.* Средства транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов за рубежом (последовательная перекачка нефтепродуктов). Сер. Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. М.: ЦНИИЭнефтехим, 1973, 26 с.
15. *Лурье М. В., Марон В. И., Юфин В. А.* Последовательная перекачка нефтепродуктов с разделительной пробкой, уменьшающей продольную диффузию // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. — 1974. — № 11.
16. *Лурье М. В., Бершицкий Е. М.* Дополнительное смесеобразование при остановках последовательной перекачки нефтепродуктов. НТС «Нефтепереработка и нефтехимия», вып. 10, 1989.
17. *Лурье М. В.* Опасны ли остановки для последовательной перекачки нефтепродуктов? Где и при каких условиях? НТС «Транспорт и хранение нефтепродуктов», вып. 6, 1996.
18. *Лурье М. В.* Что нужно сделать, чтобы уменьшить количество смеси, образующейся при остановках последовательной перекачки нефтепродуктов? НТС «Транспорт и хранение нефтепродуктов», вып. 4—5, 1997.
19. *Лурье М. В.* Гидравлические расчеты перекачки дизельных топлив с антигидратными присадками. НТС «Транспорт и хранение нефтепродуктов», вып. 5, 1996.
20. *Лурье М. В., Подоба Н. А.* Модификация теории Кармана для свивговых турбулентных течений. Доклады АН СССР, т. 279, № 3, 1984.
21. *Лурье М. В., Макаров П. С.* Диагностика малых утечек нефтепродукта при опрессовке участков трубопровода // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. — 1998. — № 5.
22. *Лурье М. В., Макаров П. С.* Гидравлическая локация утечек нефтепродукта на участке трубопровода // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. — 1998. — № 12.

23. *Марон В. И.* Докт. дисс. МИНХ и ГП им. И. М. Губкина, 1978.
24. *Новоселов В. Ф., Ярыгин Е. Н., Казачук Б. А.* и др. Последовательная перекачка нефтепродуктов по разветвленным трубопроводам. М.: Недра, 1994, 112 с.
25. *Нечваль М. В., Новоселов В. Ф., Тузунов П. И.* Последовательная перекачка нефти и нефтепродуктов по магистральным продуктопроводам. М.: Недра, 1976, 350 с.
26. Нормы технологического проектирования разветвленных нефтепродуктопроводов (ВНТП-90). Госкомнефтепродукт РСФСР, 1991, 90 с.
27. *Папок К. К.* Дизельные топлива. М.: Воен. изд. Мин. обороны СССР, 1957, 112 с.
28. *Папок К. К., Рагозин Н. А.* Словарь по топливам, маслам, смазкам, присадкам и специальным жидкостям. Изд-е 4-е. М.: Химия, 1975, 392 с.
29. Программное обеспечение для управления технологическими процессами последовательной перекачки нефтепродуктов / М. В. Лурье, Л. В. Полянская, Л. Н. Лебедева, В. К. Васильковский. М.: ЦНИИЭнефтехим, 1996, 41 с.
30. Способ сооружения трубопроводов для последовательной перекачки разноплотностных нефтепродуктов. Авт. М. В. Лурье. Патент РФ на изобретение № 2084742, 1995.
31. Справочник по проектированию магистральных трубопроводов (под ред. А. К. Дерцакяна). М.: Недра, 1977, 519 с.
32. Справочник по специальным функциям (под ред. М. Абрамовица и И. Стиган). М.: Наука, 1979, 131 с.
33. *Тузунов П. И., Новоселов В. Ф.* Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. М.: Недра, 1981, 176 с.
34. Товарные нефтепродукты. Свойства и применение. Изд. 2-е (под ред. В. М. Школьников). М.: Химия, 1978, 472 с.
35. *Шаммазов А. М., Коршаков А. А., Коробков Г. Е., Гольянов А. И.* Основы трубопроводного транспорта нефтепродуктов. ГИИТЛ «Реактив», Уфа, 1996, 158 с.

36. Яблонский В. С., Юфин В. А., Бударов И. П. Последовательная перекачка нефтепродуктов и нефти по магистральным трубопроводам. М.: Гостоптехиздат, 1958, 148 с.
37. Levenspiel O. «Ind. Eng. Chem.», 50, 1958, p. 343.
38. Sjenitzer F. «Pipeline Eng.», 30, 1958, № 13.
39. Taylor G. «Proc. Roy. -Soc.s.», A. Vol. 219, №137, 1953.
40. Taylor G. «Proc. Roy. -Soc. s.», A. Vol. 223, №155, 1954.

Авторы:

Ишмухаметов Ильдус Тухфатович — инженер, президент АК «Транснефтепродукт»;
Исаев Станислав Львович — инженер, первый вице-президент АК «Транснефтепродукт»;
Лурье Михаил Владимирович — профессор Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина;
Макаров Сергей Павлович — инженер, старший вице-президент АК «Транснефтепродукт».

Authors:

Ishmuhametov Ildus Tuchfatovich — engineer,
President of Joint-Stock Co «Transnefteproduct»;
Isaev Stanislav Lvovitch — engineer,
First Vice-President of Joint-Stock Co «Transnefteproduct»;
Lourie Mikhail Vladimirovitch — professor of
Russian State University of Oil & Gas;
Makarov Sergei Pavlovitch — engineer,
Senior Vice-President of Joint-Stock Co «Transnefteproduct»;

Russian Joint-Stock Co «Transnefteproduct» is the main company in Russia possessing more than 15 thousands miles of pipelines for transportation of refined oil products

Ишмухаметов И. Т., Исаев С. Л., Лурье М. В., Макаров С. П.

**ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ
НЕФТЕПРОДУКТОВ**

**Редактор О. М. Богатырева
Технический редактор Л. А. Данкова
Компьютерный набор и верстка А. Е. Елисеев
Обработка иллюстраций П. С. Юркин**

Сдано в набор 16.04.99. Подписано в печать 25.05.99. Формат 60х90/16.
Усл. п. л. 18,75. Гарнитура Таймс. Бумага офсетная. Печать офсетная.
Тираж 2000 экз. Заказ № 104.

Издательство «Нефть и газ».
117917, Москва, Ленинский просп., 65
Отпечатано в типографии издательства

Книга посвящена теории и инженерным методам расчета последовательной перекачки нефтепродуктов по трубам. Начинаящие приобщаться к этой проблеме найдут в книге последовательное изложение технологии трубопроводного транспорта нефтепродуктов и методов расчета его параметров. Инженеры, занимающиеся эксплуатацией нефтепродуктопроводов, получат обстоятельное теоретическое и практическое пособие по основному предмету их работы. Студенты, аспиранты и научные работники смогут ознакомиться по книге с положением дел в трубопроводном транспорте нефтепродуктов с целью использования, обобщения и развития его теории в дальнейшем.

